

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»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технология проведения капитального ремонта участка магистрального нефтепровода с применением альтернативных методов раскочки »

УДК 622.692.4.053-049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Кривец Вячеслав Дмитриевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков В.К.	к.т.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Трубникова Н.В.	д.и.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Кривцу Вячеславу Дмитриевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску, оклады в соответствии с положением об оплате труда сотрудников НИ ТПУ Материально-технические ресурсы: 537110,4 рублей Информационные ресурсы: фондовая литература Человеческие ресурсы: 2 человека Общая стоимость: 336912 рублей
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Норма амортизации - 25% 30 % премии 20% накладные расходы 30% районный коэффициент
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления по страховым выплатам на основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность – 27,1 % Ставка налога на прибыль 20% Страховые взносы 30% Налог на добавленную стоимость 20 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. 2. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований. 3. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	1. Структура работ в рамках научного исследования. 2. Определение трудоемкости выполнения работ. 3. Разработка графика проведения научного исследования. 4. Формирование бюджета затрат научно-

	<i>исследовательского проекта.</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>1. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования. 2. Расчет показателей ресурсоэффективности.</i>

Перечень графического материала(с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет НТИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ
5. Сравнительная эффективность разработки

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Н. В.	д.и.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Кривец Вячеслав Дмитриевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Кривцу Вячеславу Дмитриевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шум, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	Рабочее место расположено на открытом воздухе. Трасса нефтепровода проходит в лесной зоне (тайга) Западной Сибири. Рельеф местности представляет собой слаборасчлененную заболоченную, покрытую смешанным лесом, равнину с абсолютными отметками от +80 до +140 м. Климат в районе работ резко-континентальный. При ремонте нефтепровода могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	Проанализировать вредные производственные факторы, выявленные при проведении ремонтных работ на ЛЧ МН: - повышенный уровень шума; - повышенная яркость и физические перегрузки; - повреждения в результате контакта с насекомыми и тд.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	Проанализировать опасные факторы, выявленные при проведении ремонтных работ на ЛЧ МН: - движущиеся машины и механизмы; - поражение электрическим током; пожарная и взрывная безопасность

3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Охрана окружающей среды: - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Защита в чрезвычайных ситуациях: - перечень возможных ЧС на объекте; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства и организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Кривец Вячеслав Дмитриевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа представлена на с., 22 рис., 30 табл., 25 источников.

Ключевые слова: капитальный ремонт, дефекты, методы раскочки магистрального нефтепровода, толщина стенки.

Объектом исследования является участок магистрального нефтепровода диаметром 530 мм.

Цель работы – определение технологии проведения ремонтных работ, в наибольшей степени обеспечивающей минимальные затраты, экологическую, промышленную безопасность.

В процессе исследования проводился расчет толщины стенки нефтепровода, а также его расчет на прочность и устойчивость. Рассчитывался объем раскочиваемой нефти, а также время, затраченное на раскочку. Были рассмотрены технологические схемы, применяемые для откачки нефтепровода и схемы расстановки оборудования при опорожнении участка нефтепровода.

В результате исследования был произведен сравнительный анализ двух технологий раскочки нефтепровода. На основании полученных результатов был выявлен основной и альтернативный методы. Предложен наиболее выгодный вариант, с точки зрения временных и денежных затрат.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: описаны основные технологии раскочки МН, показаны схемы обвязки раскочки нефти на месте производства работ.

Область применения: капитальный ремонт магистрального нефтепровода.

					<i>Технология проведения капитального ремонта участка магистрального нефтепровода с применением альтернативных методов раскочки</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кривец В.Д.</i>			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никульчиков В.К.</i>						6
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 2Б5А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Определения, обозначения, сокращения

Определения

В данной работе используются следующие термины с соответствующими определениями

Арматура запорная: промышленная запорная арматура, предназначенная для перекрытия потока рабочей среды с определенной герметичностью.

Место производства работ: точка, обозначенная на продольном профиле относительно нанесенных маркерных пунктов и определяющая место проведения ремонтных работ (замена участка, устранение дефекта методом вырезки, замена запорной арматуры, вырезка вантуза и т.д.).

Место откачки нефти: точка, обозначенная на продольном профиле и указывающая место установки насосных агрегатов для откачки нефти.

Перевальная точка: точка, начала каждого самотечного участка и которая, всегда совпадает с одной из вершин профиля нефтепровода.

Подача ИГС: заполнение внутренней полости нефтепровода инертной газовой смесью с целью создания дополнительного подпора при освобождении нефтепровода от нефти.

Резервуарный парк: группа резервуаров предназначенных для приема, хранения и откачки нефти, расположенных на территории, ограниченной по периметру обвалования.

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

					Технология проведения капитального ремонта участка магистрального нефтепровода с применением альтернативных методов раскочки					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Кривец В.Д.			Определения, обозначения, сокращения			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.								7
Консульт.								ТПУ гр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.								

Обозначения и сокращения

АКН – агрегат для сбора конденсата нефти;

ВТП - временный трубопровод;

ГВС - газовоздушная смесь;

ГОСТ - государственный стандарт;

ГСМ – горюче смазочные материалы;

ДЭС - дизельная электростанция;

ИГС - инертная газовая смесь;

ЛЧ МН - линейная часть магистрального нефтепровода;

МКАУ - мобильная компрессорная азотная установка;

МН - магистральный нефтепровод;

НПС - нефтеперекачивающая станция;

ПНУ - передвижная насосная установка;

РД - руководящий документ;

РП - резервуарный парк

РФ – Российская Федерация;

СНиП - строительные нормы и правила;

СП - свод правил;

					Определения, обозначения, сокращения	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	14
ОБЩАЯ ЧАСТЬ	15
1. Дефекты нефтепровода	15
1.1. Дефекты определенного вида на участке секции	15
1.2. Комбинированные дефекты на участке секции	19
1.3. Дефекты определенного вида в области сварных швов	19
1.4. Дефекты секций с двумя и более ремонтными конструкциями	20
2. Понятие и виды капитального ремонта магистрального нефтепровода	20
2.1. Капитальный ремонт с заменой труб	21
2.2. Выборочный ремонт	26
3. Методы раскочки нефтепровода	29
3.1 Технологии освобождения эксплуатируемых МН(участка МН) с приемом нефти в резервуары НПС.	32
3.1.1 Технология сброса нефти самотеком в резервуары НПС.	33
3.1.2 Технология освобождения участка МН сбросом нефти в резервуары НПС с одновременной подачей ИГС.	34
3.1.3 Технология откачки по ВТП.	36
3.1.4 Технология откачки за линейную запорную арматуру.	39
3.1.5. Технология откачки за перевальную точку.	40
3.1.6. Технология освобождения участка МН откачкой ПНУ в резервуары НПС по ВТП с одновременной подачей ИГС.	43
3.1.7. Технология освобождения участка МН вытеснением в резервуары НПС	45
3.1.8. Технология освобождения участка МН вытеснением нефти ИГС с одновременной откачкой ПНУ в резервуары НПС	49
3.1.9. Технология откачки с применением МНА промежуточной НПС. ..	53
3.2.1 Технология освобождения участка МН от нефти в параллельный нефтепровод самотеком через существующие перемычки.	55
3.2.2 Технология освобождения участка МН от нефти в параллельный нефтепровод при помощи ПНУ	56
3.3.1 Технология с приемом нефти самотеком во временные емкости. ...	58
3.3.2 Технология откачки нефти подпорным насосом ПНУ во временные емкости	60
3.3.3. Технология откачки нефти в передвижные емкости с вакуумным насосом.	61

					Технология проведения капитального ремонта участка магистрального нефтепровода с применением альтернативных методов раскочки.						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Оглавление				Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Кривец В.Д.									
Руковод.		Никульчиков В.К.									9
Консульт.									ТПУ гр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.									

РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	62
4.1. Расчет толщины стенки трубы.....	62
4.2. Расчет на прочность и устойчивость трубопровода.....	65
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	67
5.1. Технологии освобождения эксплуатируемого МН за линейную запорную арматуру с приемом нефти в резервуар НПС.....	69
5.1.1 Расчет протяженности участков при проведении ремонтных работ на участке МН.....	69
5.1.2 Расчет объема нефти, подлежащего освобождению при проведении плановых работ на участке МН.....	72
5.1.3 Расчет времени освобождения МН от нефти при проведении плановых работ на участке МН.....	73
5.2. Технология освобождения эксплуатируемого МН подпорными насосами ПНУ-2 во временные емкости.....	77
5.2.1 Расчет протяженности участков при проведении ремонтных работ на участке МН.....	78
5.2.2 Расчет объема нефти, подлежащего освобождению при проведении плановых работ на участке МН.....	79
5.2.3 Расчет времени освобождения МН от нефти при проведении плановых работ на участке МН.....	80
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	84
6.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	84
6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	84
6.1.2. Анализ конкурентных технических решений.....	85
6.1.3. SWOT-анализ.....	87
6.2. Планирование научно-исследовательских работ.....	90
6.2.1. Структура работ в рамках научного исследования	90
6.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ	91
6.2.3. Разработка графика проведения научного исследования	92
6.2.4. Бюджет научно-технического исследования НТИ	96
6.3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	102
6.4 Техничко-экономический расчет.....	104
6.4.1. Экономический расчет выборочного ремонта с применением двух технологий.....	104
6.4.2. Материальные затраты: потребность в основных строительных машинах, механизмах, материалах и ГСМ.	105
6.4.3. Потребность в кадрах при проведении выборочного ремонта. Затраты на оплату труда и социальные нужды.	107
6.4.4. Амортизационные отчисления	110

					Оглавление	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

6.4.5. Прочие расходы. Определение общей суммы затрат.	110
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	113
7.1. Производственная безопасность.....	113
7.1.1 Мероприятия по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов	114
7.1.2 Повышенный уровень шума	117
7.1.3 Поражение электрическим током	117
7.1.4 Пожаровзрывоопасность.....	118
7.2 Экологическая безопасность	119
7.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	121
7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .	122
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	124
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	125

ВВЕДЕНИЕ

Трубопроводный транспорт является неотъемлемой частью нефтяной промышленности. На сегодняшний день он считается наиболее экономически выгодным и прогрессивным. Особое значение трубопроводный транспорт имеет для РФ, ведь на территории нашей страны пролегает огромная сеть магистральных газо- и нефтепроводов, которые обеспечивают сырьем не только отечественных потребителей, но и зарубежных. Являясь страной с богатейшими запасами нефти и газа, РФ занимает ведущее место по поставкам сырья в различные точки Евразии: Западную Европу, Юго-Восточную Азию и Турцию.

Для более качественной поставки, российские компании постоянно отслеживают состояние трубопроводов, поэтому одной из важнейших задач, решаемых при транспортировке, является устранение дефектов, которые могут привести к авариям, и как следствие к материальным и временным потерям. Ежедневно, работниками проводятся различного вида ремонтные работы на ЛЧ МТ, которые направлены на поддержание рабочего состояния трубопроводов по всей стране.

Для многих организации остается актуальным вопрос о проведении ремонта, который бы обеспечивал минимальное количество затраченного времени и средств. Именно поэтому компаниями разрабатывается сразу несколько альтернативных вариантов проведения работ, которые бы дали наибольший эффект.

Целью выпускной квалификационной работы является определение технологии проведения ремонтных работ, в наибольшей степени обеспечивающие минимальные затраты, экологическую, промышленную

					<i>Технология проведения капитального ремонта участка магистрального нефтепровода с применением альтернативных методов раскочки</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Кривец В.Д.			Введение		
Руковод.		Никульчиков В.К.					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
						Лит.	Лист
							Листов
							12
						ТПУ гр. 2Б5А	

безопасность. В частности, в данной ВКР, речь пойдет об альтернативных методах раскочки нефтепровода, благодаря которым становится возможным применение большего количества вариантов для решения поставленных задач.

Задачи, решаемые при написании ВКР:

1. проанализировать научную литературу и нормативно-техническую документацию по раскочке нефтепровода;
2. рассчитать прочность и устойчивость нефтепровода DN530 при проведении ремонтных работ;
3. определить время и объем раскочки МН по каждой из технологий;
4. показать схемы расстановок оборудования и техники при проведении работ по откачке;
5. порекомендовать наиболее выгодный метод раскочки нефтепровода из рассматриваемых случаев.

					Введение	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Основной литературой для написания выпускной квалификационной работы были нормативные документы, отраслевые регламенты, ГОСТы, СНиПы, которые четко регламентируют работу при ремонтах трубопроводов.

Базовыми источниками, предоставляющими основную информацию касательно раскочки трубопроводов, а именно типовые технологические схемы откачки участка МН, порядок освобождения участка МН, являются РД-75.180.00-КТН-227-16 «Технология освобождения трубопроводов от нефти/нефтепродуктов и заполнения после окончания ремонтных работ. Требования к организации и проведению работ» и РД-23.040.00-КТН-064-18 «Вырезка и врезка катушек, соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры. Подключение участков магистрального трубопровода».

Дополнительно изучены документы по дефектам РД-23.040.00-КТН-011-11 «Классификатор дефектов магистральных и технологических трубопроводов», а также по капитальному ремонту РД-39-00147105-015-98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов».

Для проведения расчетов на прочность и устойчивость нефтепровода, использован свод правил СП 36.13330.2012 «СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы».

Рассмотрены нормативные документы в области охраны окружающей среды РД 39-0147098-005-88 «Правила охраны окружающей среды при сборе, подготовке и транспорте нефти».

					Технология проведения капитального ремонта участка магистрального нефтепровода с применением альтернативных методов раскочки		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Кривец В.Д.			Обзор литературы		
Руковод.		Никульчиков В.К.					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					ТПУ гр. 2Б5А		

ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1. Дефекты нефтепровода

Одной из основных причин снижения надежности магистрального нефтепровода является образование и накопление дефектов на секциях трубопровода. Любые отклонения от нормативных документов, начиная от нарушения проходного сечения и заканчивая царапинами, будут считаться дефектами и в дальнейшем могут привести к аварии на ЛЧ МН.

Согласно РД-23.040.00-КТН-011-11, выделяют следующие дефекты секций нефтепроводов:

- 1) Дефекты определенного вида на участке секции;
- 2) Комбинированные дефекты на участке секции;
- 3) Дефекты определенного вида в области сварных швов;
- 4) Дефекты секций с двумя и более ремонтными конструкциями.

1.1. Дефекты определенного вида на участке секции

Дефекты, имеющие минимальное расстояние от границы одного дефекта до границы другого или до линии перехода шва к основному металлу больше значения четырех толщин стенки трубы называются дефектами определенного вида на участке секции. К ним относятся:

- 1) Дефекты геометрии трубы;
- 2) Дефекты сварного соединения;
- 3) Дефекты стенки трубы;
- 4) Недопустимые соединительные детали.

					Технология проведения капитального ремонта участка магистрального нефтепровода с применением альтернативных методов раскочки								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Кривец В.Д.			Общая часть				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Никульчиков В.К.										15	
Консульт.									ТПУ гр. 2Б5А				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.											

1. Дефекты геометрии трубы.

Данными дефектами называют дефекты, связанные с изменением формы трубы. К таким относятся: гофр, вмятина, сужение (овальность).^[16]

Гофр - уменьшение проходного сечения трубы, сопровождающееся чередующимися выпуклостями и вогнутостями стенки, в результате потери устойчивости от поперечного изгиба с изломом оси трубопровода.^[16]

Вмятина - местное уменьшение проходного сечения трубы без излома оси трубопровода, возникшее в результате поперечного механического воздействия.

Сужение (овальность) - дефект в виде сужения сечения трубы длиной 1,5 номинального диаметра трубы и более, при котором сечение трубы имеет отклонение от окружности, при этом отношение номинального наружного диаметра D_n к номинальному измеренному наружному диаметру d составляет 2% и более.

2. Дефекты сварного соединения.

Дефекты шва и околошовной зоны относятся к дефектам сварного соединения и подразделяются на дефекты поперечных сварных швов (кольцевой шов, содержащий один и более дефектов) и дефекты продольных и спиральных сварных швов.

К дефектам поперечных сварных швов относятся:

- 1) Несплошность плоскостного типа (трещины, несплавления и непровары);
- 2) Аномалия (поры, утяжины, чешуйчатость, наплыв, отклонения размеров шва от требований НД, шлаковые включения);
- 3) Смещение кромок – дефект, при котором уровни внутренних и наружных поверхностей стенок не совпадают;

					Общая часть	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4) Косой стык – дефект при котором продольные оси трубы с трубой, с катушкой или другой деталью расположены под углом друг к другу;

5) Разнотолщинность стыкуемых труб – считается дефектом, если отношение толщины двух стыкуемых секций более 1,5. ^[16]

Разнотолщинность может и не являться дефектом, в том случае, если стыки, выполнены по специальным техническим условиям с соответствующей записью в журнале сварки в составе исполнительной документации.

К дефектам продольных и спиральных сварных швов относятся:

1) Несплошность плоскостного типа (трещины, несплавления и непровары);

2) Аномалия (поры, утяжины, чешуйчатость, наплывы, отклонения размеров шва от требований НД, шлаковые включения);

3) Смещения сварного шва – несовпадение уровней расположения внутренних и наружных поверхностей стенок сваренных листов в стыковых сварных соединениях. ^[16]

3. Дефекты стенки трубы.

При таких дефектах, изменяется толщина и структура стенки трубы. К ним относятся: потеря металла, уменьшение толщины стенки, риска, расслоение, трещина.

Потеря металла - дефект, при котором локально уменьшена толщина стенки трубы, в результате коррозионного повреждения. Данный дефект может располагаться как снаружи, так и внутри стенки нефтепровода. ^[17]

Уменьшение толщины стенки - дефект в виде постепенного сужения толщины стенки секции трубопровода, полученный либо в процессе

					Общая часть	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

изготовления горячекатаной трубы или в результате технологического дефекта проката. ^[17]

Риска – Дефект поверхности, представляющий собой углубление неправильной формы и произвольного направления, образующегося в результате механических повреждений, в том числе при складировании и транспортировании металла. Данный дефект может располагаться как снаружи, так и внутри стенки нефтепровода. ^[16]

Расслоение – дефект, возникающий в результате внутреннего нарушения сплошности металла. Расслоение разделяет металл стенки на слои в поперечном, либо продольном направлениях. Расслоения могут быть: внутренние, с выходом на внешнюю поверхность, с выходом на внутреннюю поверхность. ^[17]

Трещина – разрыв металла стенки трубы. Они могут находиться как на внешней, так и на внутренней поверхности трубы.

4. Недопустимые соединительные детали

Недопустимыми соединительными деталями называются детали не заводского изготовления. К деталям такого типа относятся:

- 1) Заглушки;
- 2) Переходники;
- 3) Отводы;
- 4) Тройники;
- 5) Сварные секторные отводы заводского изготовления выполненные не по ТУ; ^[16]

					Общая часть	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Предельный срок эксплуатации для соединительных деталей не заводского изготовления – 3 суток с момента обнаружения. Ремонт таких деталей производят методом вырезки.

1.2. Комбинированные дефекты на участке секции

Комбинированными называются дефекты, расстояние между границами которых, меньше или равно значению четырех толщин стенки трубы.

К ним относятся:

1) Вмятина в сочетании с потерей металла, трещиной, механическим повреждением, различными видами расслоений или касанием кожуха стенки трубы;

2) Гофр в сочетании с потерей металла, трещиной, механическим повреждением или различными видами расслоений;

3) Сужение в сочетании с потерей металла, трещиной, механическим повреждением, различными видами расслоений, вмятиной, гофром;

4) Внешняя потеря металла, примыкающая к месту касания кожухом стенки трубы.

1.3. Дефекты определенного вида в области сварных швов

Дефекты находящиеся вблизи линии перехода шва к основному металлу трубы, имеющие расстояние меньше или равное четырём значениям толщин стенки трубы называются дефектами определенного вида в области сварных швов. ^[16] Выделяют следующие виды таких дефектов:

1) Вмятина в сочетании с дефектом сварного шва, без дефектов сварного шва, с расслоением в области сварного шва.

2) Гофр без дополнительных дефектов в области сварного шва, в сочетании с дефектом сварного шва.

					Общая часть	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3) Сужение без дополнительных дефектов в области сварного шва, в сочетании с дефектом сварного шва.

4) Расслоение без дополнительных дефектов в области сварного шва, в сочетании с дефектом сварного шва.

5) Потеря металла (глубиной более 0,2 толщины стенки трубы) без дополнительных дефектов в области сварного шва, в сочетании с дефектом сварного шва.

1.4. Дефекты секций с двумя и более ремонтными конструкциями

Так же выделяют дефекты секций с двумя и более ремонтными конструкциями, т.е. это такие секции, на которых установлено более двух муфт или тройников. Дефекты такого рода ремонтируются только методом вырезки.

Исходя из РД-23.040.00-КТН-140-11, большинство дефектов, устраняются вырезкой секции нефтепровода. Данные работы, в основном, выполняются при проведении капитального ремонта.

2. Понятие и виды капитального ремонта магистрального нефтепровода

Каждый год на территории РФ из-за дефектов на линейной части магистрального нефтепровода, происходят аварии. Помимо этого есть причины, зависящие не только от технического состояния нефтепровода. Например, внешние физические воздействия, которые влекут за собой утечки нефтепродуктов и подрывы, опасные для окружающей среды.

Другими словами, полностью аварийных ситуаций исключить невозможно, но минимизировать количество аварий на линейной части магистрального трубопровода вполне реально. Для этого необходимо руководствоваться комплексом технологических, технических, организационных и административно-управленческих мероприятий, направленных на восстановление основных фондов объектов

					Общая часть	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

трубопроводного транспорта. Вкупе, это есть не что иное, как капитальный ремонт магистральных нефтепроводов.

Капитальный ремонт является ключевым видом ремонтных работ, проводимых на линейной части магистрального нефтепровода. Главная цель которого заключается в поддержание и восстановление первоначальных эксплуатационных качеств магистрального трубопровода в целом, так и на отдельных его участках.

Выделяют следующие виды капитального ремонта нефтепровода:

- 1) ремонт с заменой труб (заключается в замене дефектного участка новым);
- 2) ремонт с заменой изоляционного покрытия;
- 3) выборочный ремонт (локальный ремонт участков трубопровода с опасными и потенциально опасными дефектами стенки по результатам внутритрубных инспекционных снарядов (ВИС), а также ремонт сложных участков (мест пересечений с наземными и подземными коммуникациями и участков, которые примыкают к узлам линейной арматуры)).^[13]

В своей работе я решил более подробно рассмотреть проведение капитального ремонта с заменой труб, а так же выборочный ремонт, т.к. именно эти виды тесно связаны с моей темой. Рассмотрю каждый по отдельности:

2.1. Капитальный ремонт с заменой труб

Восстановить полностью линейную часть магистрального нефтепровода позволяет проведение капитального ремонта с заменой дефектных участков новыми трубами. Однако это сложный и трудоемкий процесс, который требует от себя остановку перекачки продукта, проведение подготовительных и ремонтных работ, а так же испытаний трассы, целью

					Общая часть	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

которых является проверка труб на наличие дефектов перед вводом в эксплуатацию.

Капитальный ремонт с заменой труб осуществляется несколькими способами:

- путем укладки в совмещенную траншею вновь прокладываемого участка трубопровода рядом с заменяемым с последующим демонтажом последнего;

- путем укладки в отдельную траншею, в пределах существующего технического коридора коммуникаций, вновь прокладываемого участка трубопровода с последующим вскрытием и демонтажом заменяемого;

- путем демонтажа заменяемого трубопровода и укладки вновь прокладываемого трубопровода в прежнее проектное положение. ^[13]

Ремонт с заменой труб любым из трех способов, описанных выше, происходит в два этапа. Поэтапное описание технологических операций при каждом из способов ремонта, подробно отображены в таблице.

Таблица 1 – Поэтапное проведение капитального ремонта с заменой труб.

№ п/п	Капитальный ремонт с заменой труб		
	путем укладки в совмещенную траншею вновь прокладываемого участка трубопровода рядом с заменяемым с последующим демонтажом последнего	путем укладки в отдельную траншею, в пределах существующего технического коридора коммуникаций, вновь прокладываемого участка трубопровода с последующим вскрытием и демонтажом заменяемого	путем демонтажа заменяемого трубопровода и укладки вновь прокладываемого трубопровода в прежнее проектное положение

Первый этап			
1	Уточняется положение трубопровода	Трасса вновь прокладываемого трубопровода закрепляется на местности	Уточняется положение заменяемого трубопровода
2	Снимается плодородный слой почвы и перемещается во временный отвал	Снимается плодородный слой почвы и перемещается во временный отвал, планируются полосы трассы в зоне движения РСК	Снимается плодородный слой почвы и перемещается во временный отвал
3	Разрабатывается совмещенная траншея	На трубосварочной базе свариваются в секции одиночные трубы	Трубопровод вскрывается до нижней образующей
4	Планируется отвал грунта со стороны движения ремонтно-строительной колонны (РСК)	Секции труб вывозятся на трассу и раскладываются вдоль будущей траншеи	Трубопровод отключается
5	Свариваются одиночные трубы в секции на трубосварочной базе	Секции труб свариваются в нитку (допускается сварка одиночных труб в нитку на бровке траншеи)	Производится опорожнение и промывка заменяемого трубопровода
6	Секции труб вывозятся на трассу и раскладываются на бровке траншеи	Происходит разработка траншеи	Трубопровод поднимается, очищается от старого изоляционного покрытия. Производится укладка трубопровода на бровку траншеи
7	Секции труб свариваются в нитку (допускается сварка одиночных труб в	Трубы очищаются от изоляции, наносится новое изоляционное покрытие, а также	Трубопровод режется на части

	нитку на бровке траншеи)	производится контроль его качества	
8	Производится очистка, наносится изоляционное покрытие	Производится укладка трубопровода в траншею	Трубы транспортируются к месту складирования
9	Производится укладка трубопровода в траншею	Производится присыпка трубопровода, и траншея засыпается минеральным грунтом	Одновременно с демонтажем заменяемого трубопровода производится сварка новых одиночных труб в секции на трубосварочной базе
10	Уложенный трубопровод частично засыпается грунтом	Очищается внутренняя полость трубопровода	-
11	Очищается внутренняя полость трубопровода	Трубопровод испытывается на прочность и герметичность	-
12	Трубопровод испытывается на прочность и герметичность	Подключается электрохимзащита	-
13	Подключается электрохимзащита	Заменяемый участок отключается, и к действующему нефтепроводу подключается новый участок (врезка)	-
14	Заменяемый участок отключается, и к действующему нефтепроводу подключается (осуществляется врезка) новый участок	Производится техническая рекультивация плодородного слоя почвы	-

Второй этап.			
1	Заменяемый трубопровод опорожняется и промывается	Уточняется положение заменяемого трубопровода	Дорабатывается или разрабатывается траншея
2	Трубопровод поднимается, очищается от старого изоляционного покрытия. Производится укладка трубопровода на бровку траншеи	Отключенный участок трубопровода опорожняется и промывается	Секции вывозятся на трассу и раскладываются на бровке траншеи
3	Трубопровод режется на части	Снимается плодородный слой почвы. Он перемещается во временный отвал	Секции труб свариваются в нитку
4	Трубы транспортируются к месту складирования	Трубопровод вскрывается до нижней образующей	Производится очистка, наносится изоляционное покрытие
5	Траншея засыпается минеральным грунтом	Трубопровод поднимается, очищается от старого изоляционного покрытия. Производится укладка	В траншею производится укладка трубопровода
6	Производится техническая рекультивация плодородного слоя почвы	Траншея засыпается минеральным грунтом	Производится присыпка трубопровода. Траншея засыпается минеральным грунтом
7	-	Трубопровод режется на части	Очищается внутренняя полость трубопровода
8	-	Трубы транспортируются к месту складирования	Трубопровод испытывается на прочность и герметичность

9	-	Производится техническая рекультивация плодородного слоя почвы	Подключается электрохимзащита
10	-	-	Новый участок подключается к действующему нефтепроводу (врезка)
11	-	-	Производится техническая рекультивация плодородного слоя почвы

2.2. Выборочный ремонт

В результате оценивания технического состояния планируются такие виды ремонта или реконструкции трубопровода как:

1. Ремонт коротких участков с вырезкой труб или дефектных мест с монтажом катушек или секций труб.
2. Выборочный ремонт коротких участков трубопровода с ремонтом стенки трубы и сварочных швов с восстановлением несущей способности труб (ремонт без вырезки) и заменой изоляции.^[14]

В соответствии с действующими нормативными документами, выборочный капитальный ремонт участков трубопровода с дефектами, которые подлежат удалению, должен осуществляться путем замены дефектного участка новым.

Поэтапное выполнение выборочного ремонта должно происходить в определенной последовательности, которая отображена в таблице 2.

Таблица 2 - Поэтапное выполнение выборочного ремонта.

№ п/п	Технологические операции при выполнении выборочного ремонта
----------	---

1	Уточнить положение трубопровода
2	Уточнить границы участка, который подлежит ремонту
3	Снять плодородный слой почвы и переместить его во временный отвал
4	Вскрыть трубопровод и разработать траншею ниже нижней образующей трубы
5	Разработать грунт под трубопроводом (с грунтовыми опорами или без них)
6	Очистить трубопровод от старого изоляционного покрытия
7	Визуально осмотреть дефектный участок трубопровода, а при необходимости дополнительно произвести контроль физическими методами
8	Выполнить работы по ремонту дефектных мест (усилить или восстановить стенки трубы, смонтировать муфты кроме замены «катушки», трубы)
9	Нанести изоляционное покрытие и проконтролировать его качество
10	Произвести присыпку с подбивкой грунта под трубопровод и засыпать траншею
11	Произвести техническую рекультивацию плодородного слоя почвы

Поэтапное выполнение выборочного ремонта с заменой «катушки» (трубы), также следует проводить, руководствуясь следующими технологическими операциями (Таблица 3)

Таблица 3 - Поэтапное выполнение выборочного ремонта с заменой «катушки» (трубы)

№ п/п	Технологические операции при выполнении выборочного ремонта с заменой «катушки»
1	вскрыть дефектный участок нефтепровода
2	разработать ремонтный котлован и, при необходимости, котлован для сбора нефти
3	осуществить врезку отводов в ремонтируемый и параллельный нефтепроводы для откачки нефти
4	остановить перекачку и отсечение ремонтируемого участка задвижками
5	осуществить опорожнение ремонтируемого участка от нефти путем закачки ее в параллельный нефтепровод, откачать в мягкие резервуары или в котлован для сбора нефти
6	осуществить врезку дефектной «катушки» (трубы)
7	произвести герметизацию внутренней полости нефтепровода;
8	подготовить концы нефтепровода под монтаж и сварку
9	подготовить и подогнать новые «катушки» (трубы) по месту

10	осуществить прихватку и вварку «катушки» в нефтепровод
11	подключить отремонтированный участок и возобновление перекачки
12	осуществить обратную закачку нефти из емкостей или котлована
13	очистить и произвести изоляцию нефтепровода
14	засыпать отремонтированный участок нефтепровода, котлован для сбора нефти
15	произвести техническую рекультивацию плодородного слоя почвы

3. Методы раскочки нефтепровода

Необходимо большое количество времени и техники на откачку нефти из отключенного участка, при проведении различных видов капитального ремонта и устранения дефектов нефтепровода. На сегодняшний день в нефтегазовой отрасли, существует ряд методов, которые значительно могут повысить эффективность использования времени и транспортных средств.

Освобождение участка МН, в зависимости от организации приема нефти, может осуществляться по следующим схемам:

1. В резервуары НПС;

2. В нефтепровод, проходящий в одном техническом коридоре при параллельном следовании или взаимном пересечении, лупинг, резервную нитку;

3. Во временные (резинотканевые резервуары) или передвижные емкости.

В зависимости от схем и применяемого оборудования освобождение от нефти эксплуатируемых МН (участка МН) должно выполняться по следующим технологиям:^[19]

Таблица 4 – Технологии освобождения от нефти эксплуатируемых МН.

№ п/п	Технология	Прием нефти/нефтепродуктов			Создание дополнительно го подпора подачи ИГС
		в РП НП С	в параллельны й трубопровод	в мобильную (передвижную) ёмкость	
1	Самотёком	+	+	+	+
2	Откачка насосными агрегатами НПС	+	+	-	+
3	Откачка ПНУ за запорную арматуру	+	-	-	+
4	Откачка ПНУ за перевальную точку	+	-	-	+
5	Откачка ПНУ по ВТП	+	+	+	+
6	Вытеснение с подачи ИГС	+	+	+	-

7	Вытеснение с подачи ИГС за запорную арматуру	+	+	+	-
8	Вытеснение с подачи ИГС за перевальную точку	+	+	+	-
9	Вытеснение с подачи ИГС с откачкой ПНУ за запорную арматуру	+	-	-	-
10	Вытеснение с подачи ИГС с откачкой ПНУ за перевальную точку	+	-	-	-
11	Вытеснение с подачи ИГС с откачкой ПНУ по ВТП	+	+	+	-
12	Откачка нефтесборщика ми вакуумного типа	+			-

При выборе схемы и технологии освобождения участков МН для проведения плановых работ должны рассматриваться и выбираться комбинированные схемы и технологии, которые смогут обеспечить минимальное время освобождения участка МН. ^[19]

3.1 Технологии освобождения эксплуатируемых МН(участка МН) с приемом нефти в резервуары НПС. (Рис.1)

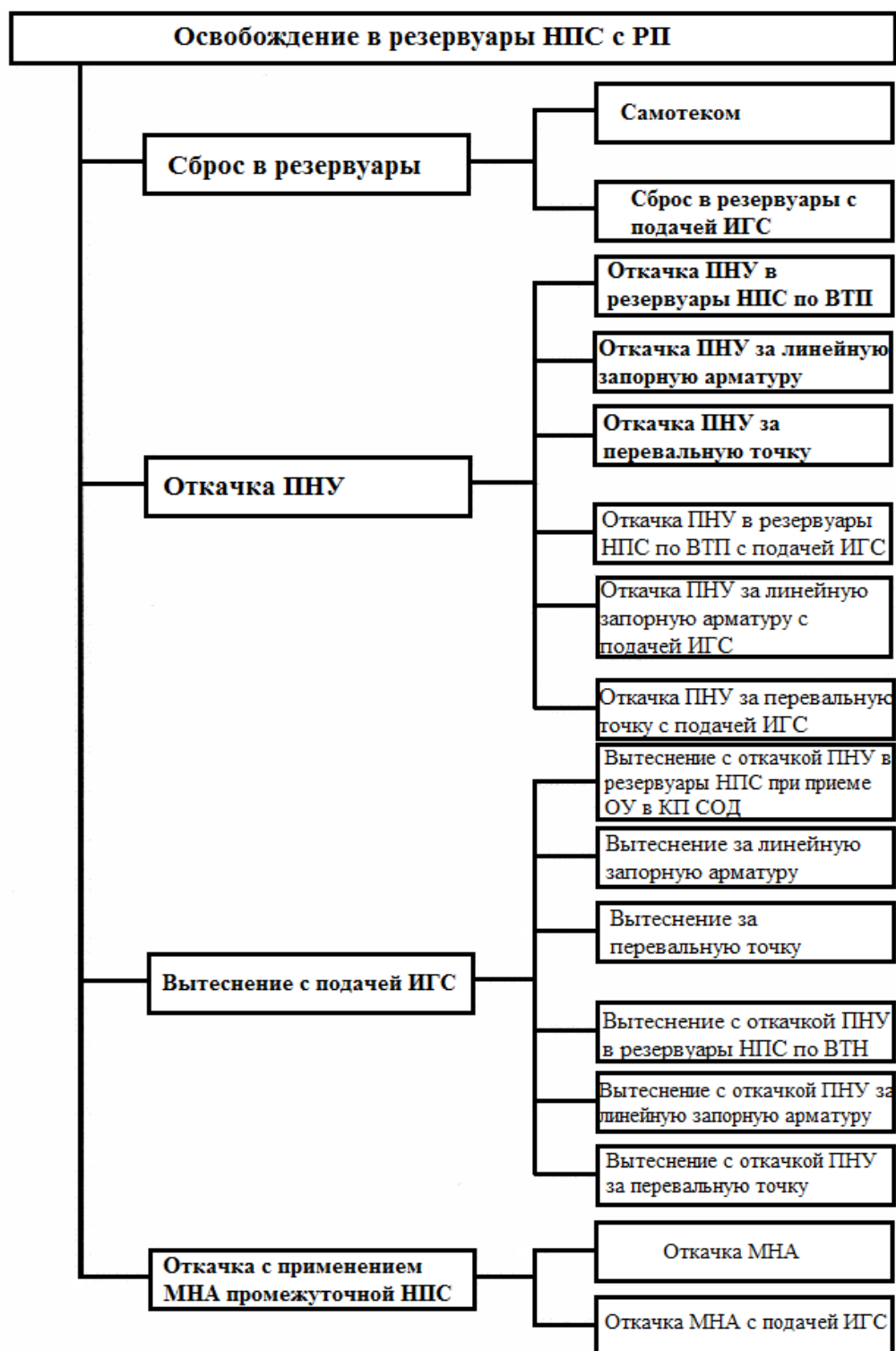


Рисунок 1 - Технологии освобождения участка МН с приемом нефти в резервуары НПС

В данном разделе, не рассматриваются все методы раскочки нефтепровода, а выделены лишь основные, так как этого достаточно для понятия принципа откачки.

3.1.1 Технология сброса нефти самотеком в резервуары НПС. (Рис.2)

Технология сброса нефти самотеком в резервуары НПС применяется на участках МН, где геодезическая отметка резервуара ниже геодезической отметки освобождаемого участка. Применение данной технологии допускается, если производительность сброса нефти составляет не менее 300 м³/ч. [20]

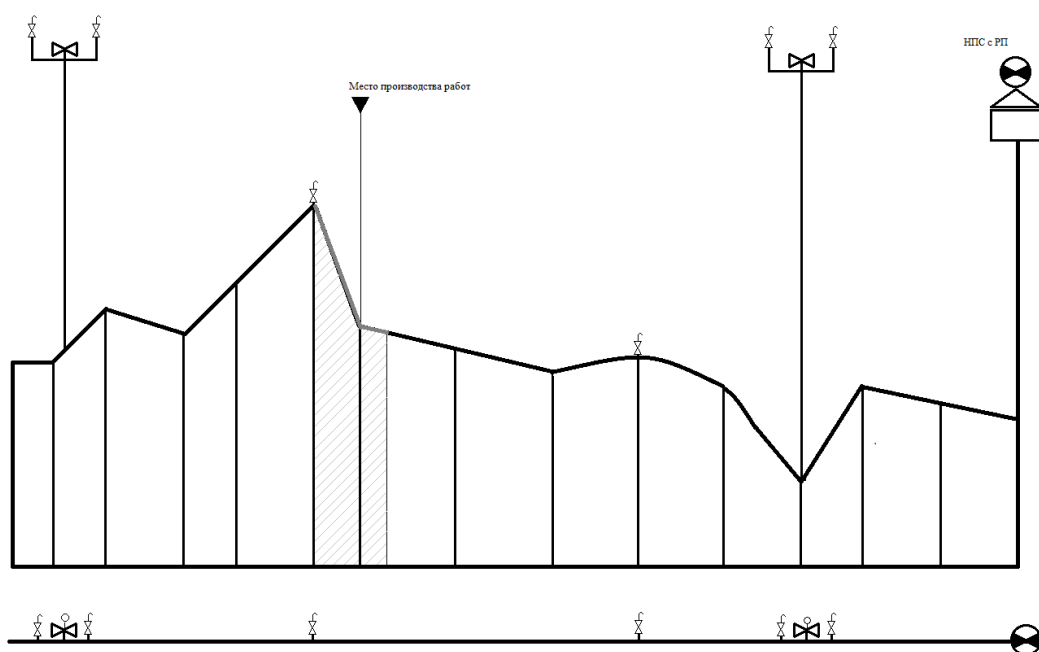


Рисунок 2 - Технология сброса нефти самотеком в резервуары НПС.

Освобождение участка МН самотеком выполняется в следующей последовательности:

- остановка перекачки нефти и закрытие линейной задвижки в начале освобождаемого участка;
- подготовка линии сброса до резервуаров НПС;
- открытие вантуза для впуска воздуха;

- открытие запорной арматуры на резервуарах;
- контроль за вакуумом;
- контроль количества поступающей нефти и производительности освобождения;
- закрытие запорной арматуры резервуаров;
- закрытие линейной задвижки в конце освобождаемого участка.

3.1.2 Технология освобождения участка МН сбросом нефти в резервуары НПС с одновременной подачей ИГС. (Рис. 3)

Освобождение участка МН сбросом нефти в резервуары НПС с одновременной подачей ИГС (рис. 2.2) должно проводиться при условиях, что геодезическая отметка резервуара ниже освобождаемого участка и при нахождении места производства работ на участке со сбросом в РП с производительностью менее 300 м³/час. ^[20]

Освобождение участка при этой технологии выполняется в следующей последовательности:

- создание необходимого объема емкости в РП НПС для обеспечения приема нефти из освобождаемого участка МН. В случае невозможности обеспечения емкости в РП для полного объема сброса должна быть организована откачка нефти из РП в период производства сброса;
- подключение МКАУ к вантузу впуска воздуха;
- остановка МН;
- отключение освобождаемого участка МН с одной стороны (закрытие линейной запорной арматуры №1 в начале освобождаемого участка);

					Общая часть	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- подготовка (проведение переключений) линии сброса до резервуаров НПС с проверкой полноты открытия запорной арматуры на линейной части МН и технологических трубопроводах НПС от начала освобождаемого участка до РП;

- открытие запорной арматуры на подготовленных для приема нефти резервуарах НПС с одновременной подачей ИГС (открытие вантуза) для обеспечения производительности сброса нефти в резервуары НПС не менее 300 м³/час;

Производительность подачи ИГС в нефтепровод должна обеспечивать производительность заполнения резервуаров не более величин утвержденных технологической картой эксплуатации резервуаров товарного парка НПС.

- обеспечение контроля количества поступающей в резервуары нефти и производительности освобождения по уровню взлива в резервуарах;

- после поступления нефти в резервуар в количестве, соответствующем расчетному объему прекратить подачу ИГС;

- закрытие запорной арматуры резервуаров НПС;

- сброс избыточного давления ИГС (открытие всех вантузов на освобожденном участке);

- проверка наличия нефти в месте производства работ и на расстоянии не менее 40 м от места производства работ;

- отключение освобожденного участка (закрытие линейной запорной арматуры №2 в конце освобождаемого участка).

					Общая часть	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

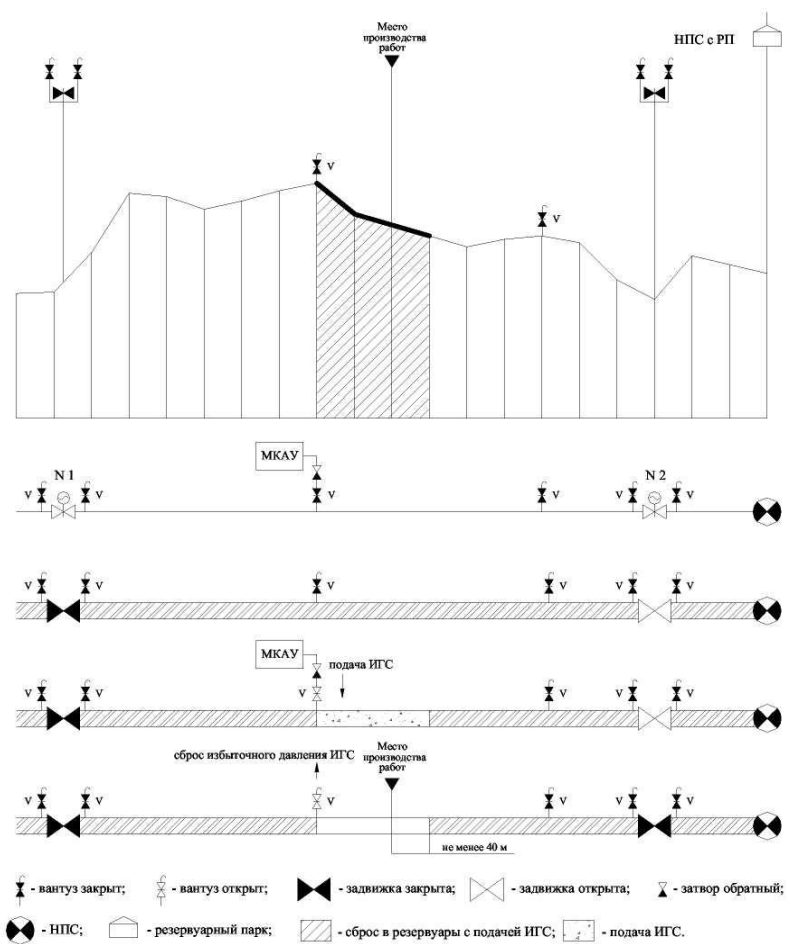


Рисунок 3 Технология освобождения участка МН сбросом нефти в резервуары НПС с одновременной подачей ИГС.

3.1.3 Технология откачки по ВТП. (Рис. 4)

Технология откачки по ВТП используется при невозможности применения технологии сброса самотеком при условии, что расстояние от места откачки до резервуаров не превышает расчетного значения. Расчетное значение должно учитывать работу ПНУ в номинальном режиме, разность геодезических отметок места откачки и резервуаров, а также потери напора по длине ВТП. [20]

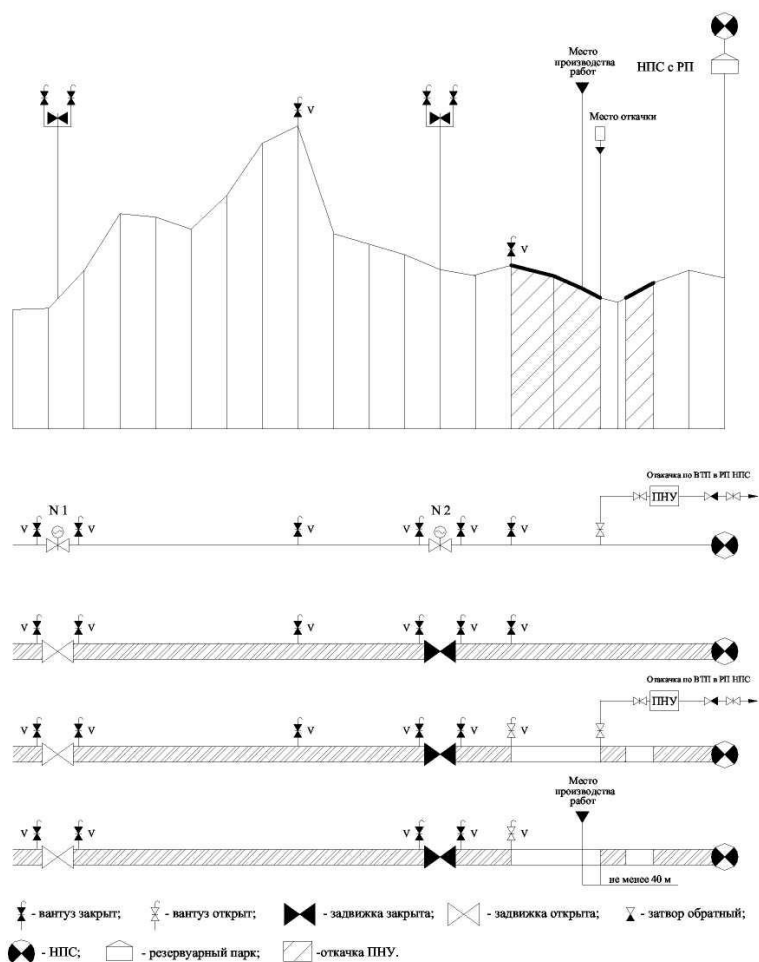


Рисунок 4 - Технология откачки по ВТП.

Освобождение участка при этой технологии выполняется в следующей последовательности:

- подключение ПНУ к вантузам откачки и монтаж ВТП от ПНУ до резервуаров с подготовкой ВТП к откачке;

Количество ПНУ определяется в зависимости от объема откачки нефти в соответствии с таблицей 5.

Таблица 5 - Минимальное количество ПНУ для откачки нефти

Объем откачки нефти, м ³	Подача ПНУ			
	Q _{ном} =150м ³ /час		Q _{ном} =500 м ³ /час	
	Минимальное количество ПНУ, шт	Минимальное количество МКАУ, шт	Минимальное количество ПНУ, шт	Минимальное количество МКАУ, шт
0-500	1	1	1	1
500-2000	2	1	1	1
2000-5000	3	1	2	2
5000-10000	4	2	2	2
10000-15000	5	2	3	3
15000-20000	6	2	3	3
20000-26000	7	2	3	3

- остановка перекачки нефти и закрытие линейной задвижки вначале освобождаемого участка;
- подготовка линии откачки с проверкой полноты открытия всей запорной арматуры от точки подключения ВТП до резервуаров НПС;
- открытие вантуза для впуска воздуха в освобождаемый участок объемом равным объему освобождаемой нефти;
- открытие запорной арматуры на резервуарах НПС, подготовленных для приема;
- откачка нефти ПНУ в резервуары по ВТП;
- контроль количества поступающей в резервуары нефти по уровню в резервуарах и счетчикам ПНУ;
- закрытие запорной арматуры резервуаров, после поступления нефти в количестве соответствующем расчетному объему.

3.1.4 Технология откачки за линейную запорную арматуру. (Рис. 5)

Откачка за линейную запорную арматуру ремонтируемого нефтепровода проводится при невозможности использования технологии откачки по ВТП, если запорная арматура располагается ближе к месту откачки, чем перевальная точка на участке между местом откачки и резервуаром.

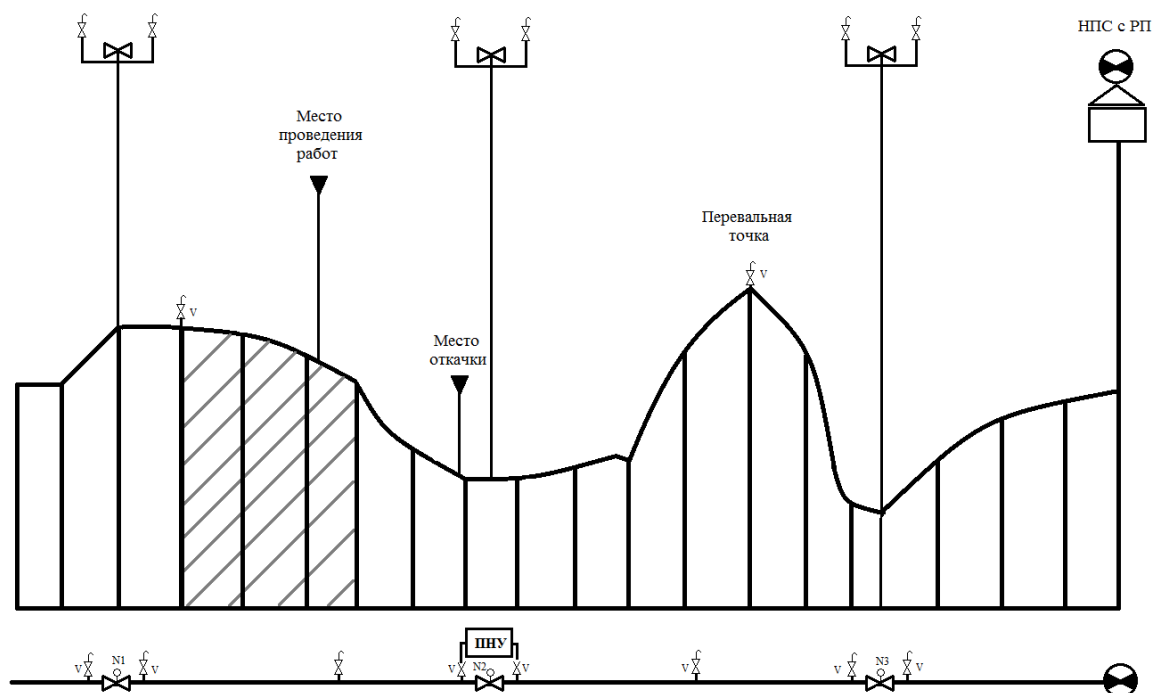


Рисунок 5 Технология откачки за линейную запорную арматуру.

В этом варианте технологической схемы отключения освобождаемого участка после остановки перекачки производится закрытием линейной запорной арматуры с обеих сторон освобождаемого участка.

При использовании данной технологии, обязательно, учитывается: возможность прокладки ВТП длиной не выше расчетного значения, герметичность запорной арматуры, статическое давление в точке закачки, не более 4 МПа для нефтепроводов с рабочим давлением до 6,3 МПа. ^[20]

3.1.5. Технология откачки за перевальную точку. (Рис. 6)

Откачка за перевальную точку проводится при расположении перевальной точки ближе к месту откачки, чем запорная арматура на участке между местом откачки и резервуаром.

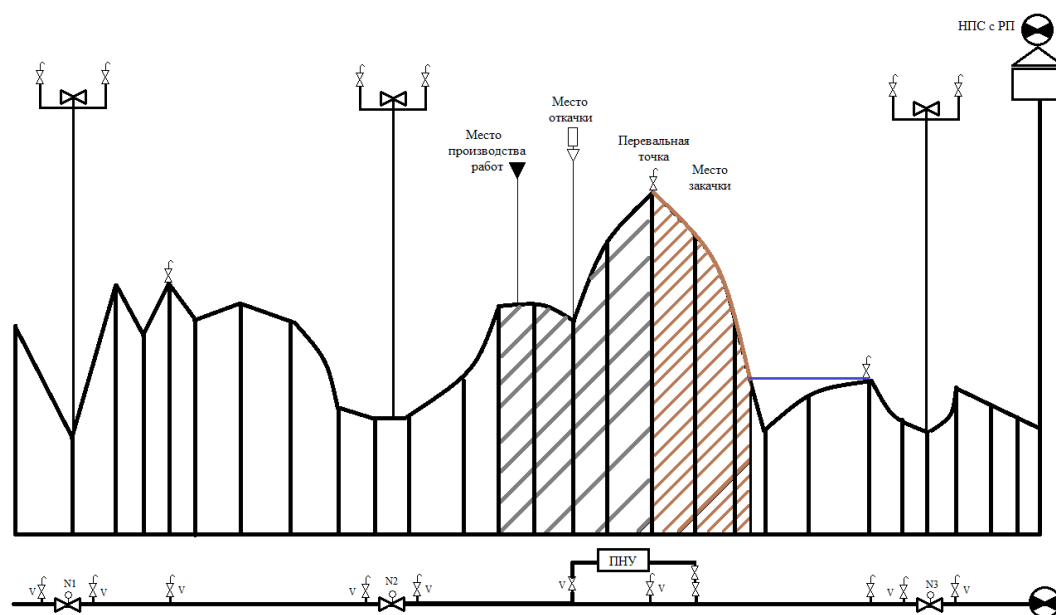


Рисунок 6 - Технология откачки за перевальную точку.

При использовании технологии учитывается возможность прокладки ВТП длиной не выше расчетного значения от места откачки за перевальную точку. Отключения освобождаемого участка производится с одной стороны закрытием линейной запорной арматуры вначале освобождаемого участка, а участок нефтепровода за перевальной точкой должен быть максимально освобожден от нефти самотеком в РП или путем откачки насосными агрегатами НПС.

Откачка нефти ПНУ, за перевальную точку, выполняется в следующей последовательности:

- создание необходимого объема емкости в РП НПС для обеспечения приема нефти из освобождаемого участка МН. В случае невозможности

					Общая часть	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

обеспечения емкости в РП для полного объема сброса должна быть организована откачка нефти из РП в период производства сброса;

- подключение ПНУ к вантузу откачки, монтаж ВТП от ПНУ до места закачки с подготовкой ВТП к откачке;

Количество ПНУ определяется в зависимости от объема откачки нефти в соответствии с таблицей 5.

- остановка МН;

- отключение освобождаемого участка МН с одной стороны (закрытие линейной запорной арматуры №2 в начале освобождаемого участка);

- подготовка (проведение переключений) линии откачки до резервуаров НПС с проверкой полноты открытия запорной арматуры на линейной части МН и технологических трубопроводах НПС от начала освобождаемого участка до РП;

- обеспечение впуска воздуха в освобождаемый участок объемом, равным объему освобождения участка МН (открытие вантуза);

Количество и диаметр вантузов для впуска воздуха должны обеспечивать максимальную производительность сброса в резервуары НПС.

- открытие запорной арматуры на резервуарах НПС подготовленных для приема нефти;

- максимальное освобождение от нефти участка нефтепровода за перевальной точкой самотеком в РП или путем откачки насосными агрегатами НПС;

					Общая часть	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Геодезическая отметка места вантуза для закачки нефти должна быть ниже отметки перевальной точки не менее 10 м, и выше геодезической отметки НПС с РП. ^[20]

- откачка нефти ПНУ за перевальную точку в вантуз закачки;

Давление в месте закачки должно быть не более 0,05 МПа. Контроль давления должен осуществляться по манометру, установленному на месте закачки нефти.

- обеспечение контроля количества поступающей в резервуары нефти и производительности освобождения по уровню разлива в резервуарах и счетчикам ПНУ;

Производительность освобождения участка МН от нефти в резервуары не должна превышать параметры максимальной производительности заполнения резервуаров в соответствии с утвержденной технологической картой по эксплуатации резервуаров товарного парка НПС.

- после поступления нефти в резервуар в количестве, соответствующем расчетному объему прекратить откачку ПНУ;

- закрытие запорной арматуры резервуаров НПС;

- проверка наличия нефти в месте производства работ и на расстоянии не менее 40 м от места производства работ;

- отключение освобожденного участка (закрытие линейной запорной арматуры №3 в конце освобождаемого участка);

Геодезическая отметка места вантуза для закачки нефти должна быть ниже отметки перевальной точки не менее 10 м и выше геодезической

					Общая часть	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

отметки резервуара. Давление в месте закачки должно быть не более 0,05 МПа по манометру, установленному на месте закачки нефти.

3.1.6. Технология освобождения участка МН откачкой ПНУ в резервуары НПС по ВТП с одновременной подачей ИГС. (Рис. 7)

Откачка нефти ПНУ в резервуары НПС по ВТП с подачей ИГС, для обеспечения номинальной подачи ПНУ, должна проводиться при следующих условиях:

- при невозможности применения технологий, указанных в пунктах 3.1.1-3.1.5;

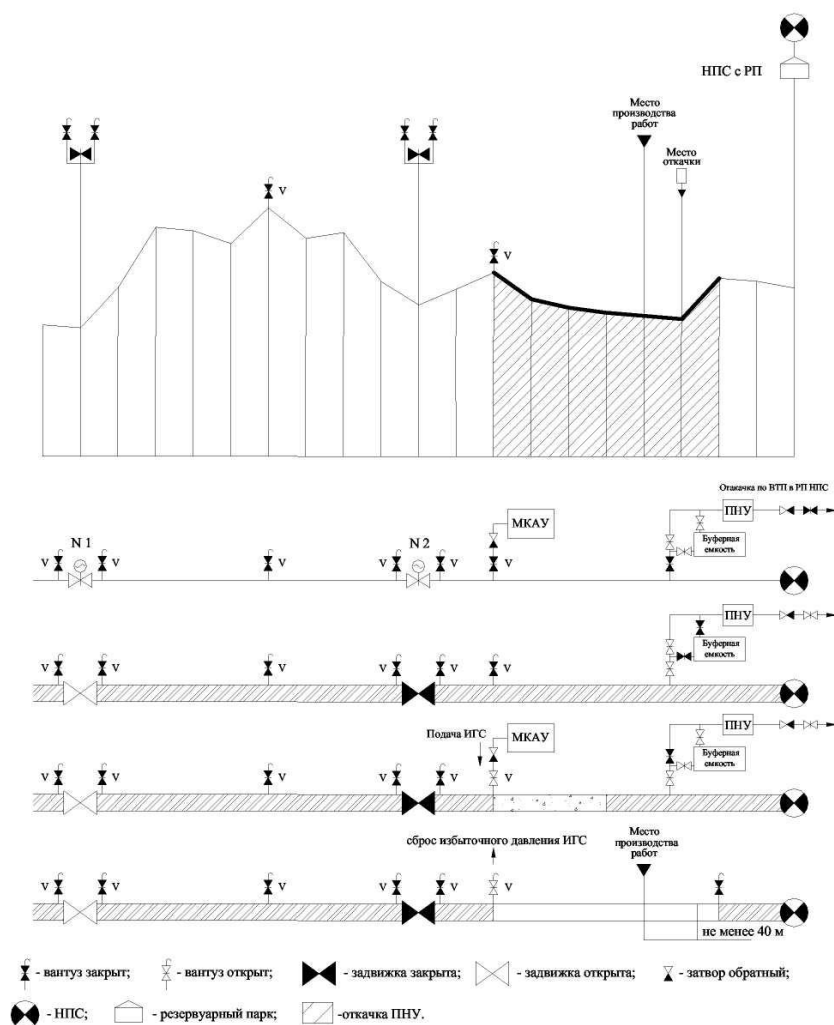


Рисунок 7 - Схема откачки нефти ПНУ в резервуары НПС с одновременной подачей ИГС.

Откачка нефти ПНУ, в резервуары НПС по ВТП с подачей ИГС, выполняется в следующей последовательности:

-создание необходимого объема емкости в РП НПС для обеспечения приема нефти из освобождаемого участка МН. В случае невозможности обеспечения емкости в РП для полного объема сброса должна быть организована откачка нефти из РП в период производства откачки;

-подключение ПНУ к вантузам откачки, монтаж ВТП от ПНУ до резервуаров НПС с подготовкой ВТП к откачке;

Количество ПНУ определяется в зависимости от объема откачки нефти в соответствии с таблицей 5.

- подключение МКАУ к вантузу впуска воздуха;
- остановка МН;
- отключение освобождаемого участка МН с одной стороны (закрытие линейной запорной арматуры №2 в начале освобождаемого участка);
- подготовка (проведение переключений) линии откачки до резервуаров НПС с проверкой полноты открытия запорной арматуры технологических трубопроводов НПС от точки подключения ВТП до РП;
- открытие запорной арматуры на подготовленных для приема нефти резервуарах НПС с одновременной подачей ИГС (открытие вантуза) и откачкой ПНУ в резервуары НПС по ВТП;

Производительность подачи ИГС в нефтепровод должна обеспечивать максимальную подачу ПНУ.

					Общая часть	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- обеспечение контроля количества поступающей в резервуары нефти и производительности освобождения по уровню взлива в резервуарах и счетчикам ПНУ;

Производительность освобождения участка МН от нефти в резервуары не должна превышать параметры максимальной производительности заполнения резервуаров в соответствии с утвержденной технологической картой по эксплуатации резервуаров товарного парка НПС.

- после поступления нефти в резервуар в количестве, соответствующем расчетному объему прекратить подачу ИГС и откачку ПНУ;

- закрытие запорной арматуры резервуаров НПС;

- сброс избыточного давления ИГС (открытие всех вантузов на освобожденном участке);

- проверка наличия нефти в месте производства работ и на расстоянии не менее 40 м от места производства работ.

3.1.7. Технология освобождения участка МН вытеснением в резервуары НПС. (Рис. 8)

Вытеснение нефти ИГС, в резервуары НПС, должно проводиться при следующих условиях:

- при невозможности применения технологий, указанных в 5.2.1-5.2.8;

- перепаде высот между нижней и высшей точками по ходу вытеснения нефти от места подачи ИГС до резервуаров НПС не более 100 м для нефтепроводов DN 1200, DN 1000, не более 200 м для нефтепроводов DN 800, DN 700, не более 400 м для нефтепроводов менее DN 700. ^[20]

					Общая часть	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- подготовка (проведение переключений) линии вытеснения до резервуаров НПС с проверкой полноты открытия запорной арматуры на линейной части МН и технологических трубопроводах НПС от начала освобождаемого участка до РП;

- запуск поршня-разделителя;

- остановка МН после фиксирования прохождения поршня-разделителя запорной арматуры № 2 в начале освобождаемого участка. Отключение освобождаемого участка МН с одной стороны (закрытие линейной запорной арматуры №2), при этом расстояние от запорной арматуры № 2 до поршня-разделителя должно быть не менее 3 м;

- подключение ПНУ к вантузам откачки, монтаж ВТП от ПНУ до места закачки с подготовкой ВТП к откачке, приемный вантуз откачки устанавливается не менее чем за 50 м до секущей задвижки камеры приема СОД;

Количество ПНУ определяется в зависимости от объема откачки нефти в соответствии с таблицей 5.

- откачка нефти между запорной арматурой № 2 в начале освобождаемого участка и поршнем-разделителем через вантуз для подачи ИГС;

- подключение МКАУ к вантузу подачи ИГС;

Количество применяемых МКАУ должно обеспечивать непрерывное движение поршня-разделителя со скоростью не менее 1 км/час и определяться в соответствии с приложением А.

- подача ИГС (открытие вантуза), вытеснение нефти с одновременной откачкой нефти ПНУ по ВТП в резервуары НПС;

					Общая часть	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- вытеснение нефти, обеспечение контроля за движением поршня-разделителя;

Производительность подачи ИГС в нефтепровод должна обеспечивать производительность заполнения резервуаров не более величин утвержденных технологической картой эксплуатации резервуаров товарного парка НПС.

Запрещена подача ИГС и откачка нефти в случае потери местоположения поршня-разделителя в трубопроводе при контроле его движения. Возобновление подачи ИГС и откачки нефти разрешается после определения местоположения поршня-разделителя в трубопроводе.

- обеспечение контроля количества поступающей в резервуары нефти и производительности освобождения по уровню взлива в резервуарах, счетчикам ПНУ;

- после поступления нефти в резервуар в количестве, соответствующем расчетному объему, до подхода поршня-разделителя на расстоянии 1000 м к запорной арматуре входа НПС подачу ИГС снизить до минимальной величины указанной в Приложении А;

- после поступления нефти в резервуар в количестве, соответствующем расчетному объему, до подхода поршня-разделителя на расстоянии 50 м к запорной арматуре входа НПС прекратить подачу ИГС и откачку ПНУ;

- подключить ПНУ к дренажному трубопроводу камеры приема СОД и к ВТП для дооткачки нефти в резервуары НПС;

- прием поршня-разделителя в камеру приема СОД, с откачкой нефти ПНУ в резервуары НПС по ВТП;

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

- после приема поршня-разделителя в камеру СОД остановка ПНУ, закрытие запорной арматуры резервуарного парка НПС;
- сброс избыточного давления ИГС (открытие всех вантузов на освобожденном участке);
- проверка наличия нефти в месте производства работ и на расстоянии не менее 40 м от места производства работ.

3.1.8. Технология освобождения участка МН вытеснением нефти ИГС с одновременной откачкой ПНУ в резервуары НПС. (Рис. 9)

Освобождение участка МН вытеснением нефти ИГС в резервуары НПС с одновременной откачкой ПНУ должно проводиться при условиях:

- при невозможности применения технологий, указанных в 3.1.1-3.1.11.
- перепад высотных отметок освобождаемого участка по ходу вытеснения нефти более 100 м для нефтепроводов DN 1200, DN 1000, более 200 м для нефтепроводов DN 800, DN 700, более 400 м для нефтепроводов менее DN 700;
- перепад высот между нижней и высшей точками по ходу вытеснения нефти от места подачи ИГС до места откачки не более 100 м для нефтепроводов DN 1200, DN 1000, не более 200 м для нефтепроводов DN 800, DN 700, не более 400 м для нефтепроводов менее DN 700;
- расстояние от места откачки ПНУ до резервуаров НПС не более значения, рассчитанного с учетом работы ПНУ в номинальном режиме, разности геодезических отметок места откачки и резервуаров НПС, а также потерь напора по длине ВТП (см. таблицу 4);

					Общая часть	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- существует возможность остановки поршня-разделителя за линейной запорной арматурой или перевальной точкой, расположенных до места откачки.

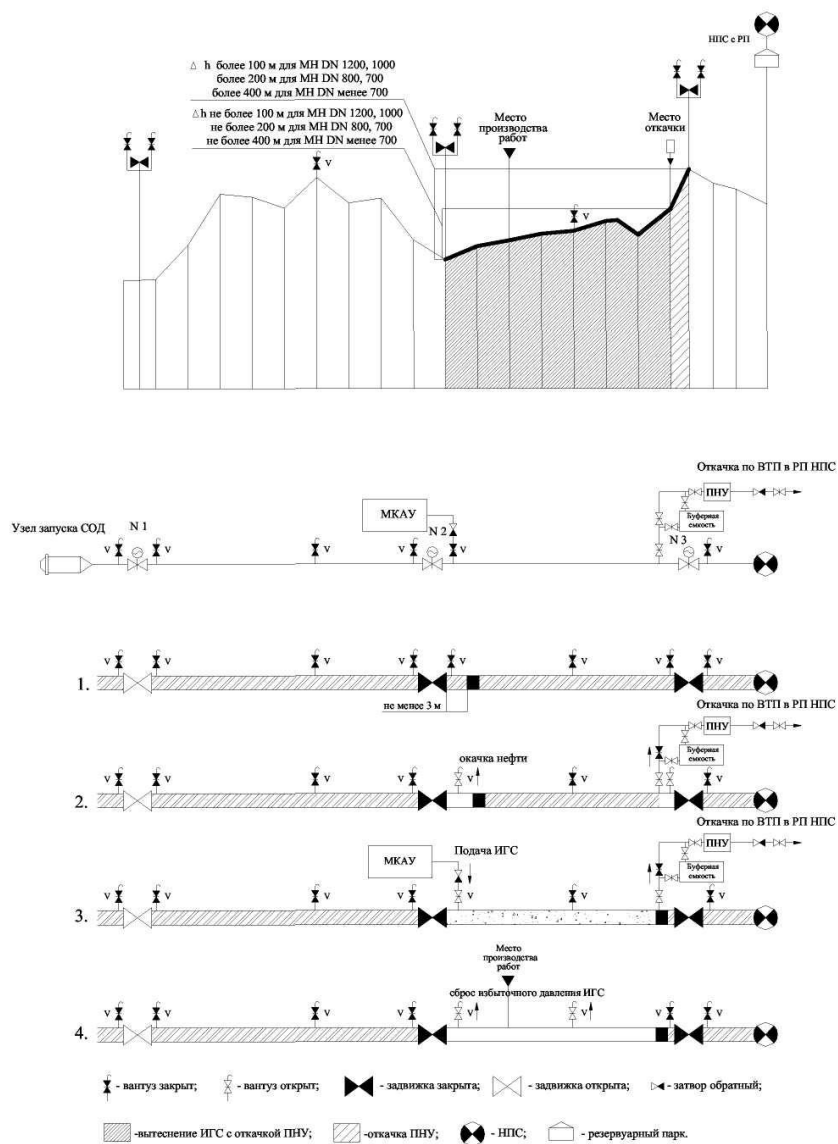


Рисунок 9 - Схема вытеснения нефти ИГС с одновременной откачкой ПНУ в резервуары НПС.

Освобождение участка МН вытеснением нефти ИГС в резервуары НПС с одновременной откачкой ПНУ:

-создание необходимого объема емкости в РП НПС для обеспечения приема нефти из освобождаемого участка МН. В случае невозможности обеспечения емкости в РП для полного объема сброса должна быть организована откачка нефти из РП в период производства сброса;

- подготовка (проведение переключений) линии вытеснения до резервуаров НПС с проверкой полноты открытия линейной запорной арматуры по трассе МН от начала освобождаемого участка до РП;

- запуск поршня-разделителя;

- остановка МН после фиксирования прохождения поршня-разделителя запорной арматуры №2 в начале освобождаемого участка. Отключение освобождаемого участка МН (закрытие линейной запорной арматуры №2,3), при этом расстояние от запорной арматуры №2 до поршня должно быть не менее 3 м;

- откачка нефти между запорной арматуры №2 в начале освобождаемого участка и поршнем-разделителем через вантуз для подачи ИГС;

- подключение МКАУ к вантузу подачи ИГС;

Количество применяемых МКАУ должно обеспечивать непрерывное движение поршня-разделителя со скоростью не менее 1 км/час и определяться в соответствии с приложением А.

При работе двух и более МКАУ должен применяться ресивер.

- подключение ПНУ к вантузам откачки, монтаж ВТП от ПНУ до резервуаров НПС с подготовкой ВТП к откачке;

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

Перепад высотных отметок на участке от места подачи ИГС до места откачки не более 100 м для нефтепроводов DN 1200, DN 1000, не более 200 м для нефтепроводов DN 800, DN 700, не более 400 м для нефтепроводов менее DN 700.

Количество ПНУ должно определяться равенством суммарной производительности подачи ИГС с применением МКАУ и производительности откачки ПНУ.

- откачка нефти ПНУ на участке от места откачки до высшей точки;
- подача ИГС (открытие вентуза) и откачка нефти ПНУ в резервуары НПС по ВТП;
- вытеснение нефти, контроль за движением поршня-разделителя;

Производительность подачи ИГС в нефтепровод должна обеспечивать максимальную подачу ПНУ.

- контроль количества поступающей в резервуары нефти и производительности освобождения по уровню взлива в резервуарах и счетчикам МКАУ, ПНУ;

Производительность освобождения участка МН от нефти в резервуары не должна превышать параметры максимальной производительности заполнения резервуаров в соответствии с утвержденной технологической картой по эксплуатации резервуаров товарного парка НПС.

- после поступления нефти в резервуар в количестве, соответствующем расчетному объему прекратить подачу ИГС, откачку ПНУ. При этом, поршень-разделитель должен быть остановлен за линейной запорной арматурой или перевальной точкой, расположенными до места откачки;

					Общая часть	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.1.9. Технология откачки с применением МНА промежуточной НПС. (Рис. 10)

- открытие запорной арматуры на резервуарах НПС, подготовленных для приема;
- откачка нефти насосами промежуточной НПС на НПС с РП и контроль за вакуумом в освобождаемом участке по мановакуумметру, установленному в месте пуска воздуха;
- остановка насосов НПС и закрытие запорной арматуры резервуаров после поступления нефти в количестве, соответствующем, расчетному объему;
- закрытие линейной задвижки в конце освобождаемого участка (т.е. полное освобождение, освобожденного участка).

3.2 Технологии освобождения эксплуатируемых МН (участка МН) с приемом нефти в параллельный нефтепровод. (Рис.11)



Рисунок 11 - Технологии освобождения МН с приемом нефти в параллельный нефтепровод

При условии сохранения показателей качества нефти в параллельном нефтепроводе, допускается освобождение участка МН с приемом нефти в параллельный нефтепровод. Не разрешается освобождение участка МН в

параллельный нефтепровод с превышением допустимого рабочего давления.
[19]

3.2.1 Технология освобождения участка МН от нефти в параллельный нефтепровод самотеком через существующие перемычки. (Рис. 12)

Освобождение участка от нефти самотеком через существующие перемычки производится в остановленный параллельный нефтепровод при условии, что перепад давления между освобождаемым участком нефтепровода и параллельным нефтепроводом обеспечивает производительность освобождения не менее 300 м³/ч. [20]

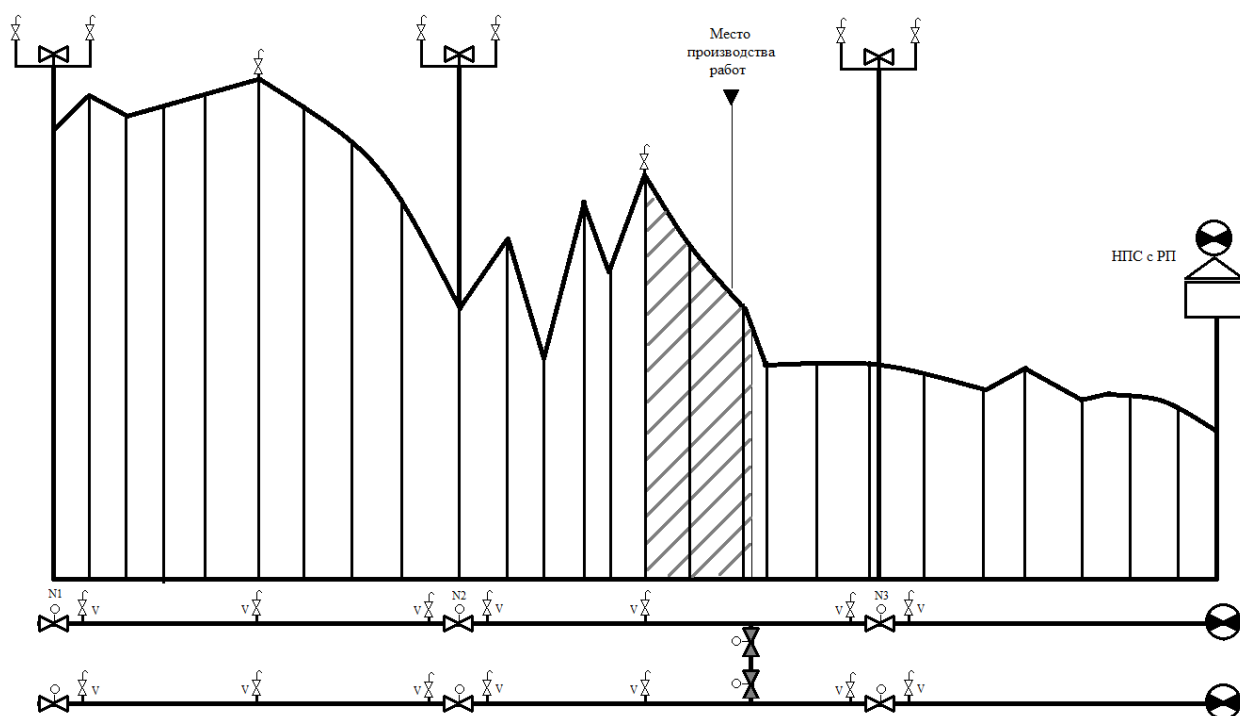


Рисунок 12 - Технология освобождения участка от нефти самотеком через существующие перемычки.

Освобождение участка при этой технологии выполняется в следующей последовательности:

- остановка перекачки и отключение освобождаемого участка, закрытием линейной запорной арматуры;

					Общая часть	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- открытие вентуза для впуска воздуха в освобождаемый участок, объемом равным объему освобождаемой нефти;
- открытие запорной арматуры на перемычках и сброс нефти самотеком в параллельный нефтепровод, с производительностью не менее 300 м³/ч
- контроль количества откачиваемой нефти и производительности освобождения по уровню в резервуарах НПС параллельного нефтепровода;
- закрытие запорной арматуры на перемычках. после поступления нефти в резервуары параллельного нефтепровода в количестве, соответствующем, расчетному объему.

3.2.2 Технология освобождения участка МН от нефти в параллельный нефтепровод при помощи ПНУ. (Рис. 13)

При невозможности использования технологии «самотека», применяются ПНУ.

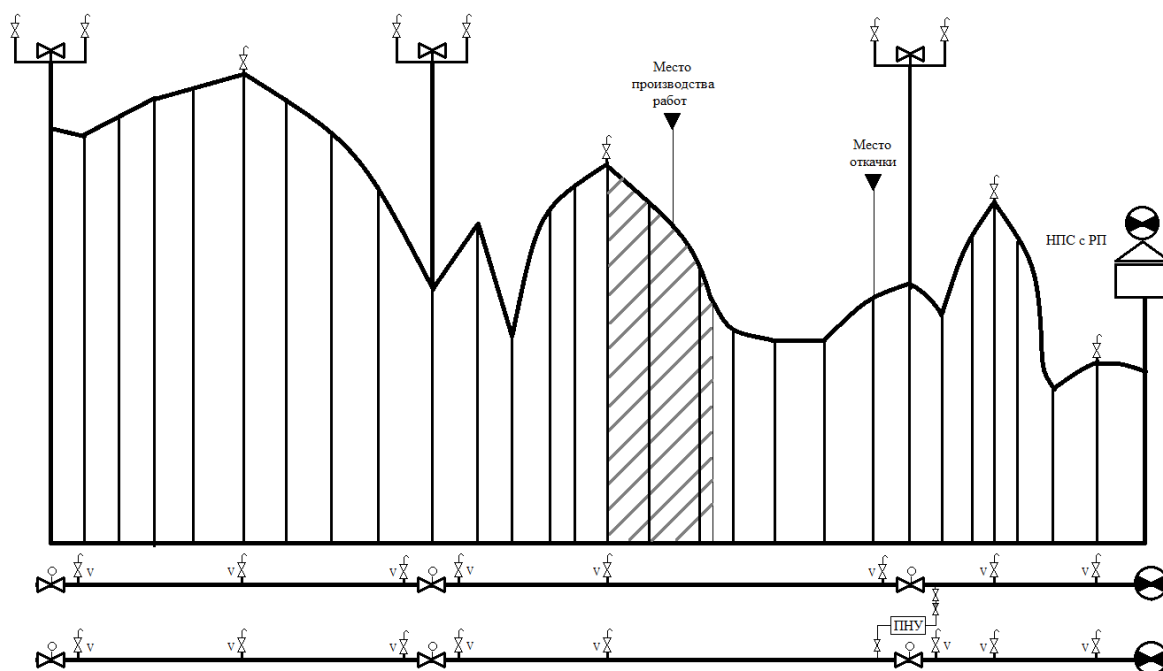


Рисунок 13 - Технология освобождения участка МН от нефти в параллельный нефтепровод при помощи ПНУ.

Для применения этой технологии необходимо выполнение следующего условия. Давление в нефтепроводе в точке закачки должно быть: не более 4 МПа для нефтепроводов с рабочим давлением до 6,3 МПа и не более 8 МПа для нефтепроводов с рабочим давлением до 10 МПа. ^[20]

Действия выполняются в следующей последовательности:

- подключение ПНУ к вантузам откачки и монтаж ВТП от ПНУ до параллельного нефтепровода, с подготовкой ВТП к откачке (количество ПНУ определяется в зависимости от объема откачки нефти);
- остановка МН и отключение освобождаемого участка, закрытием линейной запорной арматуры с обеих сторон, освобождаемого участка;
- открытие вантуза для впуска воздуха в освобождаемый участок, объемом равным объему освобождаемой нефти;
- откачка нефти ПНУ в параллельный нефтепровод по ВТП;
- контроль количества откачиваемой нефти и производительности освобождения по уровню в резервуарах НПС параллельного нефтепровода и счетчикам ПНУ;
- прекращение откачки, после поступления расчетного объема нефти.

3. 3 Технологии освобождения эксплуатируемых МН (участка МН) с приемом нефти во временные и передвижные емкости.

Освобождение участка МН во временные емкости осуществляется, когда прием нефти в резервуары или параллельные нефтепроводы невозможен. Помимо этого условия, существует еще ряд правил, которые позволяют использовать временные и передвижные емкости для приема нефти: ^[19]

					Общая часть	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



1. Освобождение участка МН самотеком с приемом нефти в резиноканевые резервуары должно применяться при условии, что геодезическая отметка временной емкости ниже освобождаемого участка. [20]

2. Освобождение участка МН с откачкой нефти основным и подпорным насосом ПНУ должно применяться при условии, что разность геодезических отметок резиноканевого резервуара и места откачки превышает значение номинального напора подпорного насоса с учетом потерь напора по длине временного трубопровода. [20]

3. Откачка нефти в месте производства работ с применением передвижных емкостей с вакуум насосом должна применяться при невозможности откачки нефти ПНУ с применением приспособления для откачки нефти с нижней образующей нефтепровода. [20]

.3.1 Технология с приемом нефти самотеком во временные емкости. (Рис. 14)

Освобождение самотеком с приемом нефти во временные емкости должно производиться с применением следующих условий:

- невозможность применения технологий с приемом нефти в резервуары или параллельный нефтепровод;
- геодезическая отметка временной емкости ниже освобождаемого участка;

- производительность сброса не менее 300 м³/ч;

- длина ВТП не превышает рассчитанного значения, с учетом разности геодезических отметок места откачки и закачки, а также потерь напора по длине ВТП.

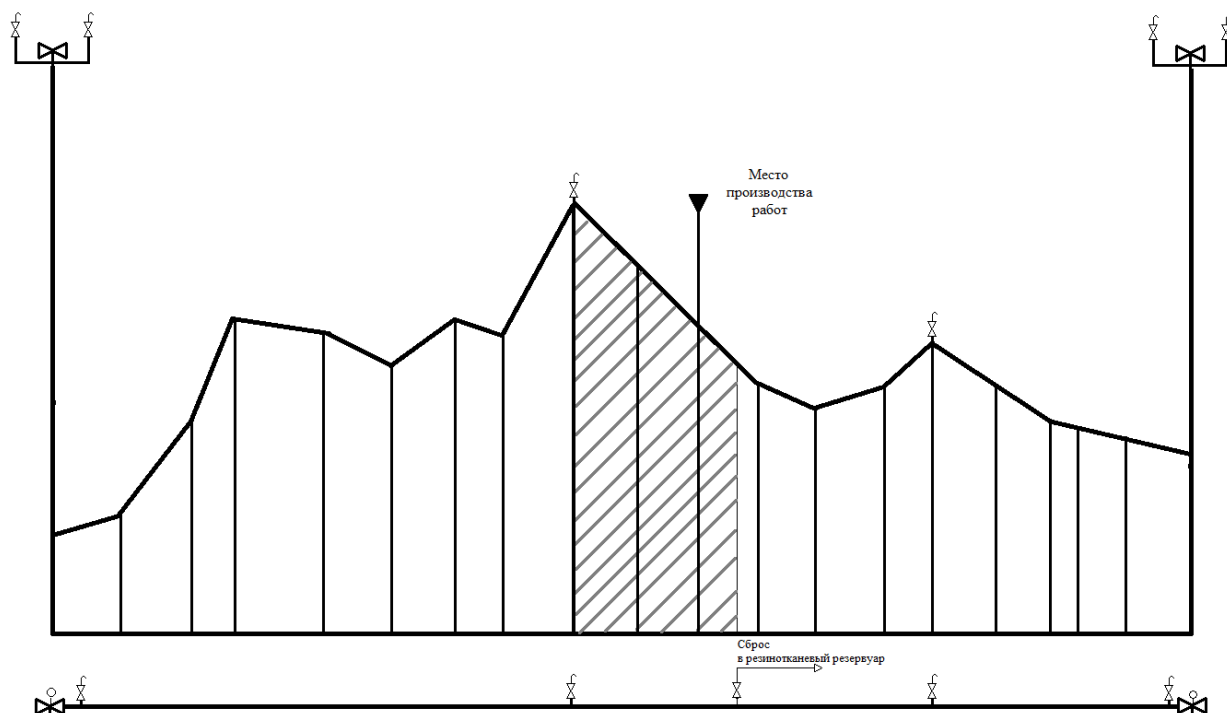


Рисунок 14 - Технология с приемом нефти самотеком во временные емкости.

Освобождение участка с использованием данной технологии выполняется в следующей последовательности:

- остановка перекачки и отключение освобождаемого участка, закрытием линейной запорной арматуры;
- открытие вентуза для впуска воздуха в освобождаемый участок, объемом равным объему освобождаемой нефти;
- открытие запорной арматуры на подготовленной емкости и сброс нефти самотеком, с производительностью не менее 300 м³/ч и контролем вакуума на освобождаемом участке;

- контроль количества откачиваемой нефти и производительности освобождения по уровню емкости;

- закрытие запорной арматуры емкости, после поступления нефти в емкость, в количестве, соответствующем, расчетному объему.

3.3.2 Технология откачки нефти подпорным насосом ПНУ во временные емкости. (Рис. 15)

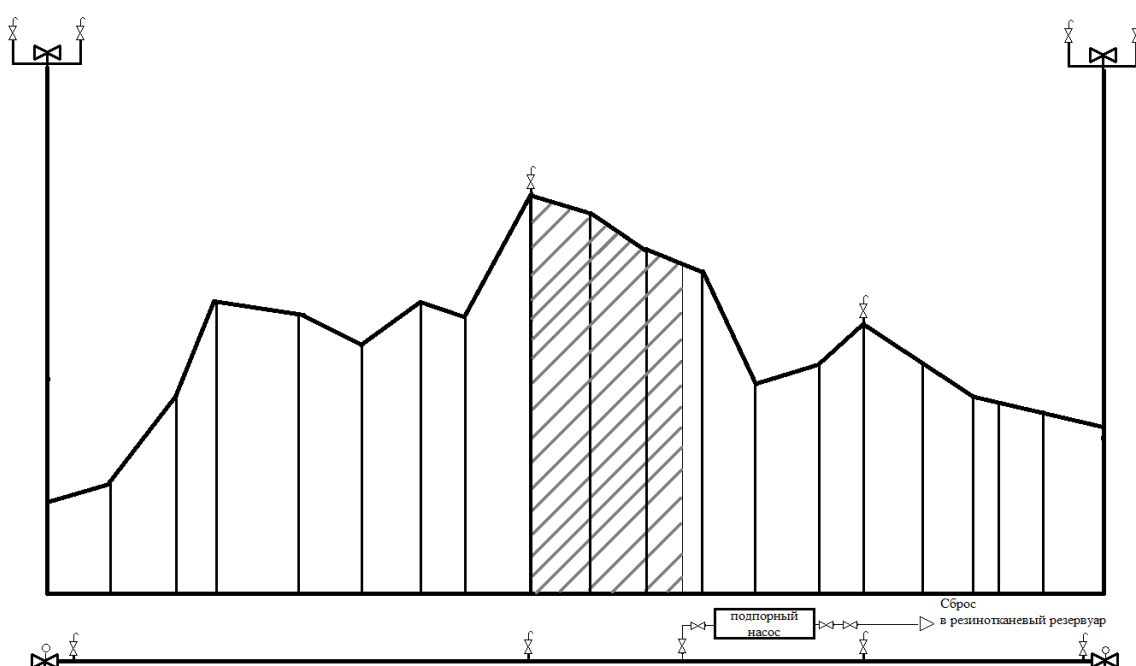


Рисунок 15 - Технология откачки нефти подпорным насосом ПНУ во временные емкости.

Технология откачки нефти подпорным насосом ПНУ во временные емкости применяется при невозможности использования технологии самотека и выполняется в следующей последовательности:

- подключение подпорного насоса ПНУ к вентузу откачки;
- монтаж ВТП от подпорного насоса до места закачки с подготовкой ВТП к откачке;
- остановка перекачки и отключение освобождаемого участка, закрытием линейной запорной арматуры;

- открытие вентуза для впуска воздуха в освобождаемый участок, объемом равным объему освобождаемой нефти;
- откачка нефти подпорным насосом ПНУ во временную емкость;
- контроль количества откачиваемой нефти и производительности освобождения по уровню емкости;
- остановка откачки, после поступления нефти в емкость, в количестве, соответствующем, расчетному объему.

В случае, если разность геодезических отметок временной емкости и места откачки превышает значение номинального напора подпорного насоса, учитывая потери напора по длине ВТП, откачка производится основным и подпорным насосом ПНУ.

3.3.3. Технология откачки нефти в передвижные емкости с вакуумным насосом. (Рис. 16)

Откачка нефти с применением передвижных емкостей с вакуум-насосом должна применяться при невозможности использования ПНУ с приспособлением для откачки нефти с нижней образующей нефтепровода. [20]

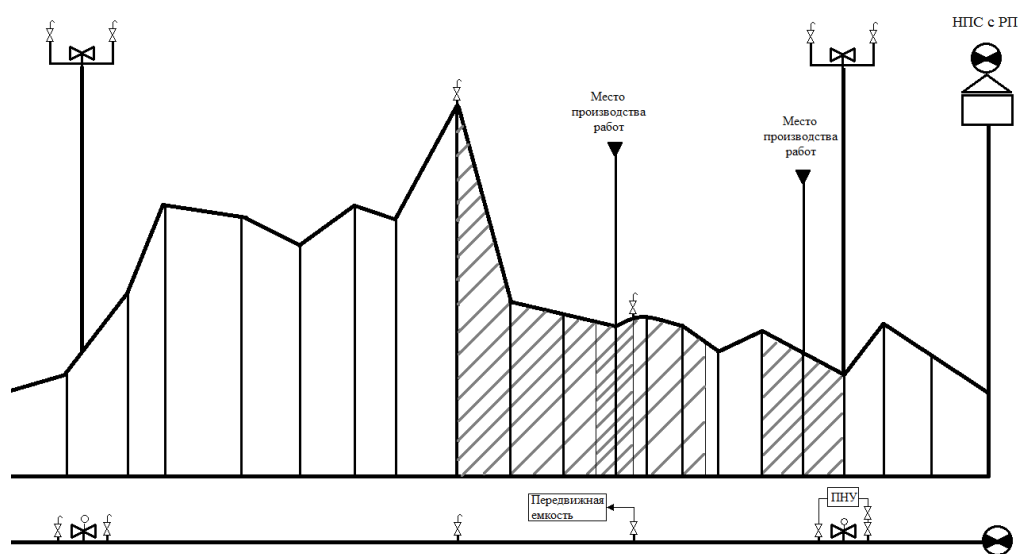


Рисунок 16 - Технология откачки нефти в передвижные емкости с вакуумным насосом.

					Общая часть	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

Целью расчетной части работы является расчет толщины стенки трубы, а так же прочности и устойчивости нефтепровода, согласно [12] при проведении ремонтных работ.

Исходные данные:

Проектная пропускная способность	7 млн. т/год
Диаметр	530 мм
Толщина стенки	8 мм
Изоляция	усиленного типа, пленочная
Рабочее давление на выходе НПС	5,13 МПа
Марка стали	17ГС; класс прочности К52
Предел прочности	510 МПа
Предел текучести	350-370 Мпа
Год ввода в эксплуатацию нефтепровода	1986г
Плотность нефти	787.7-841.3 кг/м ³
Максимальная температура продукта	+ 12.4°C
Минимальная температура продукта	+ 8.1°C

4.1. Расчет толщины стенки трубы

Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) R_1 , R_2 материала трубы,

МПа, определяется по формулам:

					Технология проведения капитального ремонта участка магистрального нефтепровода с применением альтернативных методов раскочки			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кривец В.Д.			Расчетная часть		Лит.	Лист
Руковод.		Никульчиков В.К.						Листов
Консульт.								62
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					ТПУ гр. 2Б5А	

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}$$

$$R_2 = \frac{R_2^H \cdot m}{k_2 \cdot k_H}$$

где $m = 0,990$ – коэффициент условий работы трубопровода, определяемый в зависимости от категории трубопровода и его участка;

$k_1 = 1,47$ – коэффициент надежности по материалу, зависящий от характеристики труб;

$k_2 = 1,15$ – коэффициент надежности по материалу, зависящий от характеристики труб;

$k_H = 1,1$ – коэффициент надежности по ответственности трубопровода;

R_1^H – нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{вп} = 510$ МПа;

R_2^H – нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению предела текучести $\sigma_T = 350$ МПа;

$$R_1 = \frac{510 \cdot 0,990}{1,47 \cdot 1,1} = 312,2 \text{ МПа}$$

$$R_2 = \frac{350 \cdot 0,990}{1,15 \cdot 1,1} = 273,9 \text{ МПа}$$

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , см, следует определять по формуле:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n_p \cdot P)}$$

где $P = 5,13$ – рабочее давление, МПа;

$D_H = 530$ – наружный диаметр трубы, мм;

$n_p = 1,1$ – коэффициент надёжности по нагрузке от внутреннего давления.

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 5,13 \cdot 530}{2 \cdot (312,2 + 1,1 \cdot 5,13)} = 4,7 \approx 5 \text{ мм}$$

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия: ^[12]

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)}$$

Где ψ_1 — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1}$$

где $\sigma_{пр.N}$ — продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб в зависимости от принятых конструктивных решений.

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_H}$$

$$\sigma_{пр.N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 35,4 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 5,13 \cdot 0,52}{2 \cdot 0,005} = -21,9$$

Знак “минус” последнего результата указывает на наличие продольных осевых сжимающих напряжений.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|-21,9|}{312,2} \right)^2} - 0,5 \frac{|-21,9|}{312,2} = 0.963$$

Тогда толщина стенки:

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 5,13 \cdot 530}{2 \cdot (312,2 \cdot 0.963 + 1,1 \cdot 5,13)} = 4,88 \text{ мм}$$

Принимаем толщину стенки равную 5 мм.

4.2. Расчет на прочность и устойчивость трубопровода

Условие прочности и устойчивости нефтепровода:

$$|\sigma_{\text{пр.Н}}| \leq \psi_2 R_1$$

где $\sigma_{\text{пр.Н}}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок, МПа;

R_1 – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб;

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($|\sigma_{\text{пр.Н}}| > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($|\sigma_{\text{пр.Н}}| < 0$).^[12]

Производим проверку на прочность, рассчитав кольцевые напряжения $\sigma_{\text{кц}}$ и ψ_2 :

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n_p D_{\text{вн}}}{2 \delta_{\text{н}}}$$

где $n_p = 1,1$ – коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего рабочего давления в трубопроводе;

$P = 5,13 \text{ МПа}$ – рабочее давление в трубопроводе;

$D_{\text{вн}} = 0,52 \text{ м}$ – внутренний диаметр трубопровода;

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

$$\sigma_{кц} = \frac{1,1 \cdot 5,13 \cdot 0,52}{2 \cdot 0,005} = 293,44 \text{ МПа}$$

Тогда ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{прN} > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{прN} < 0$), определяемый по формуле: ^[12]

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1}$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{293,44}{312,2} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{293,44}{312,2} = 0,11$$

Проверяем выполнение условия прочности и устойчивости нефтепровода

$$|\sigma_{пр.N}| \leq \psi_2 R_1$$

где $\sigma_{пр.N}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок, МПа;

R_1 – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб;

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб.

$$\psi_2 \cdot R_1 = 0,11 \cdot 312,2 = 34,3$$

$$| - 21,9 | \leq 34,3$$

Условие прочности и устойчивости нефтепровода выполняется.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Целью технологической части работы является применение альтернативных методов раскочки части МН, и дальнейшее выявление наиболее эффективных, а также демонстрация применяемых схем и расстановка оборудования.

В качестве примера, рассматривается реальный магистральный нефтепровод DN 500мм, на котором осуществляется вырезка дефектов на секции №127290 (S=7,3 мм, L=7256* мм) выборочным ремонтом. По назначению нефтепровод соответствует категории III. Климат района работ континентальный, характеризуется суровой продолжительной зимой с сильными ветрами, метелями, устойчивым снежным покровом и довольно жарким летом. Переходные сезоны коротки, с резким колебанием температуры.

На рисунке 17 показан профиль участка трассы нефтепровода, где происходят мероприятия по освобождению участка от нефти.

					Технология проведения капитального ремонта участка магистрального нефтепровода с применением альтернативных методов раскочки		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Кривец В.Д.				Технологическая часть	Лит.	Лист
Руковод.	Никульчиков В.К.						Листов
Консульт.							67
Рук-ль ООП	Брусник О.В.					ТПУ гр. 2Б5А	

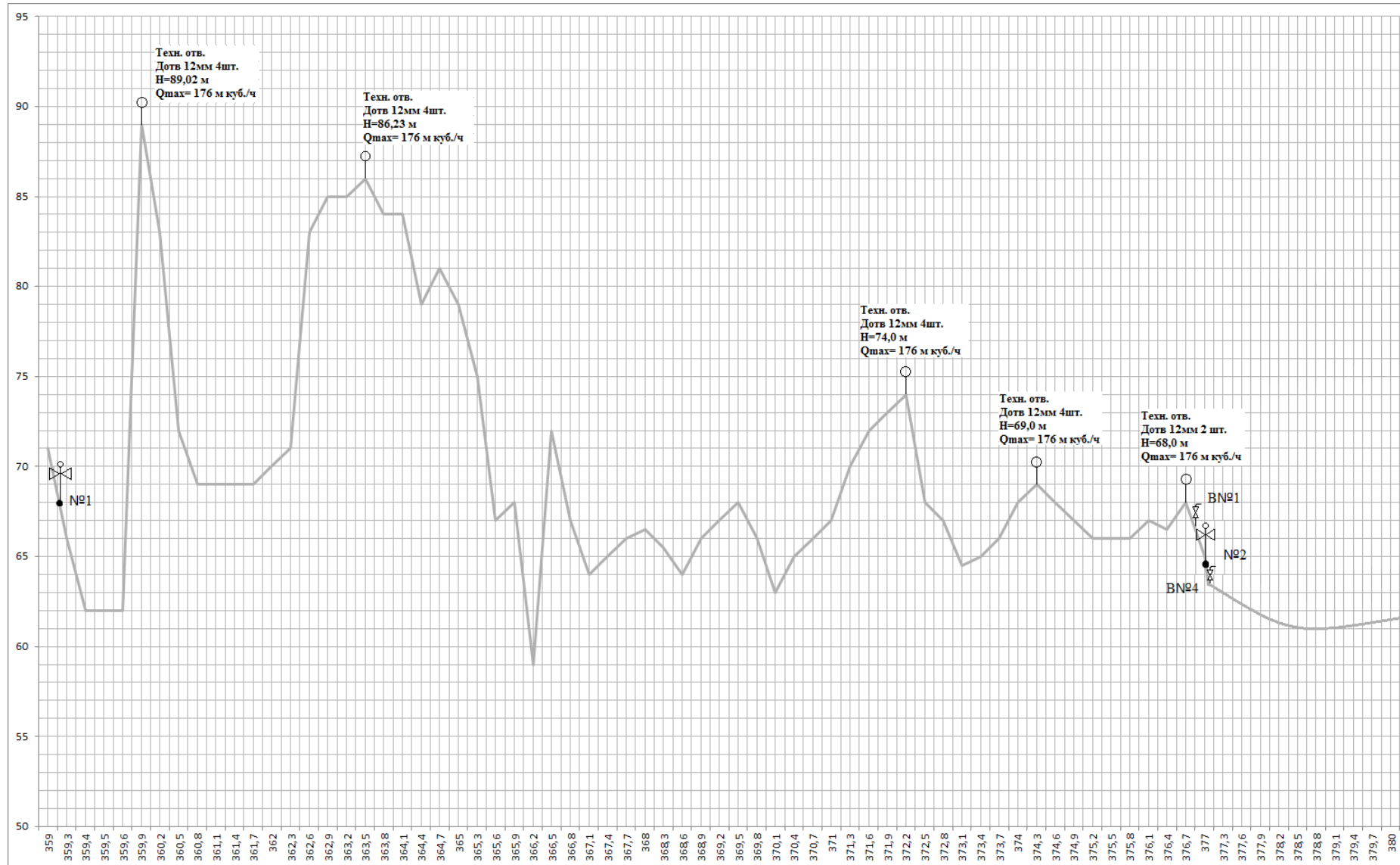


Рисунок 17 - Профиль участка трассы магистрального нефтепровода.

5.1. Технологии освобождения эксплуатируемого МН за линейную запорную арматуру с приемом нефти в резервуар НПС.

Необходимо произвести откачку нефти на МН, из вентуза №1 DN150(существующий), в вентуз №4 DN150 (существующий) **за линейную запорную арматуру №2** в РП НПС при помощи ЦНС-150/50 (1 шт.) и ПНУ-2 (1 ед.).

5.1.1 Расчет протяженности участков при проведении ремонтных работ на участке МН.

1. Общая протяженность участков, подлежащих освобождению ПНУ-2, согласно [18], рассчитывается по формуле:

$$L_{\Pi} = L - L_{\text{Н}} - L_{\text{Р}}$$

где:

$L_{\text{Н}}=0$ м - протяженность участка, подлежащего освобождению насосами НПС;

$L_{\text{Р}}=0$ м - протяженность участка, подлежащего освобождению самотеком в резервуар;

L - протяженность участка, подлежащего освобождению при помощи ПНУ;

Протяженность отдельных участков, подлежащих освобождению ПНУ-2, при помощи основного насоса ПН 150-50(с производительностью $150 \text{ м}^3/\text{ч}$) и ЦНС 150/50 (с производительностью $120 \text{ м}^3/\text{ч}$) рассчитывается графическим методом согласно рис. 18

Точка откачки нефти №1:

1) Протяженность участка, подлежащего освобождению при помощи ПН150-50 $250,2+1440,1+298,2+1092,43=3080,93\text{м}$;

2) Протяженность участка, подлежащего освобождению при помощи ЦНС 150/50 = $422,1\text{м}$.

					Расчетная часть	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Результаты расчета:

Протяженность участка, подлежащего освобождению ПНУ-2
рассчитывается по формуле:

$$L_{\Pi} = L_{\Pi 1} + L_{\Pi 2}$$

Точка откачки нефти №1:

$$L_{\Pi} = 3080,93 + 422,1 = 3503,03 \text{ м.}$$

					Расчетная часть	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

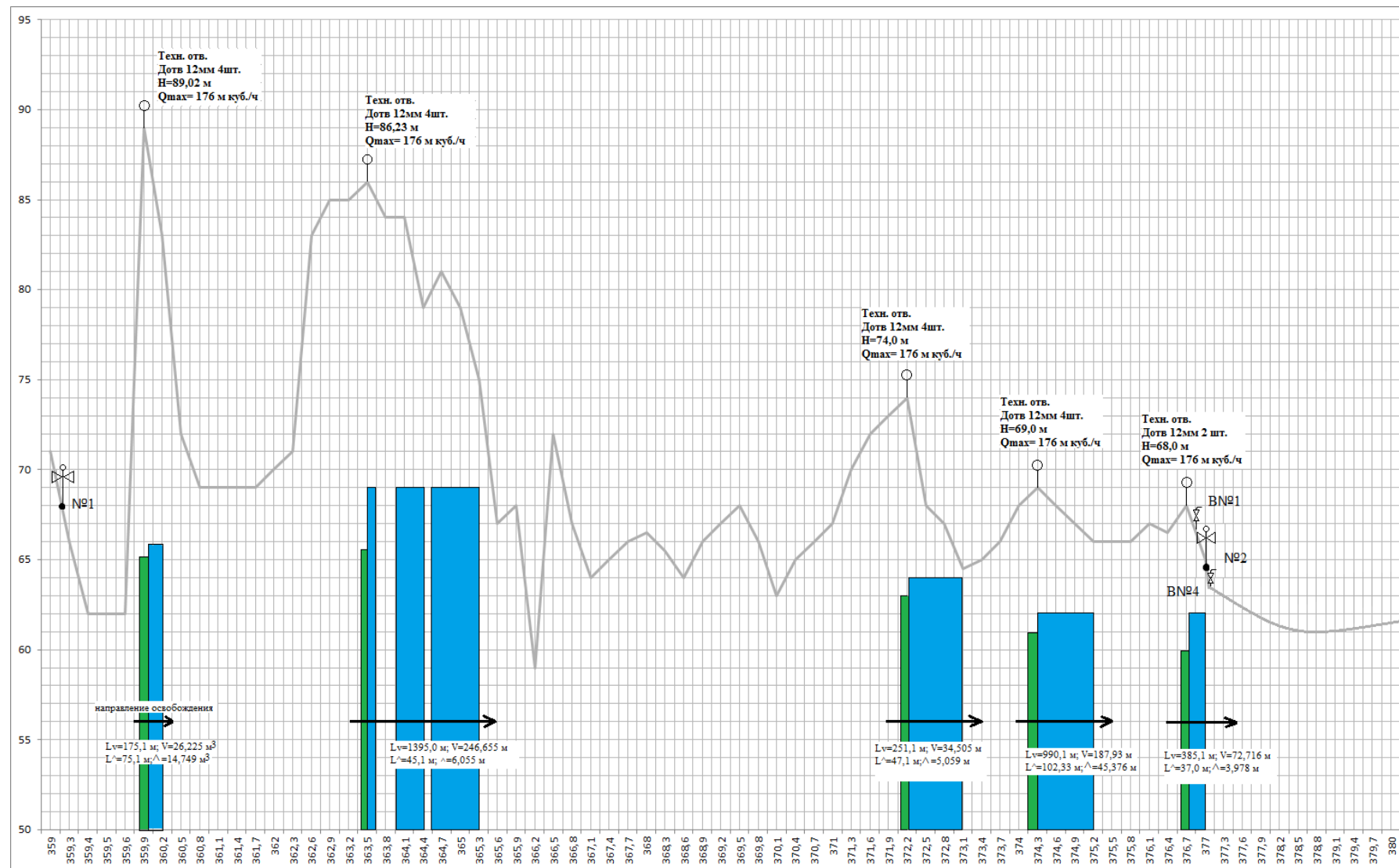


Рисунок 18 - Протяженность отдельных участков, подлежащих освобождению ПНУ.

5.1.2 Расчет объема нефти, подлежащего освобождению при проведении плановых работ на участке МН.

Объем нефти V , согласно [18] рассчитывается по формуле:

$$V = V_H + V_P + V_{II}$$

где V_H – объем нефти, откачиваемый насосами НПС:

$$V_H = \pi \cdot \frac{\sum_{i=1}^n (D_{ni} - 2 \cdot \delta_i)^2 \cdot L_{ni}}{4} = 3,14 \cdot \frac{(0,53 - 2 \cdot 0,005)^2 \cdot 0}{4} = 0 \text{ м}^3$$

где V_P – объем нефти, подлежащий освобождению сбросом нефти самотеком в резервуар:

$$V_P = \pi \cdot \frac{\sum_{i=1}^n (D_{ni} - 2 \cdot \delta_i)^2 \cdot L_{ni}}{4} = 3,14 \cdot \frac{(0,53 - 2 \cdot 0,005)^2 \cdot 0}{4} = 0 \text{ м}^3$$

Точка откачки нефти:

1) Расчет объема нефти, откачиваемого при помощи ПН150-50:

$$V_{II1} = \pi \cdot \frac{\sum_{i=1}^n (D_{ni} - 2 \cdot \delta_i)^2 \cdot L_{ni}}{4} = 3,14 \cdot \frac{(0,53 - 2 \cdot 0,005)^2 \cdot 3080,93}{4} = 555,138 \text{ м}^3$$

2) Расчет объема нефти, откачиваемого при помощи ЦНС 150/50:

$$V_{II2} = \pi \cdot \frac{\sum_{i=1}^n (D_{ni} - 2 \cdot \delta_i)^2 \cdot L_{ni}}{4} = 3,14 \cdot \frac{(0,53 - 2 \cdot 0,005)^2 \cdot 422,1}{4} = 88,11 \text{ м}^3$$

3) Общий объем: $\sum V_{II} = V_{II1} + V_{II2} = 555,138 + 88,11 = 643,248 \text{ м}^3$

$D_{Hi} = 530$ мм. – наружный диаметр освобождаемого участка нефтепровода;

$\delta_i = 5,0$ мм. – толщина стенки опорожняемого участка нефтепровода;

$L_{Hi} = 0$ – протяженность участка, подлежащих освобождению насосами НПС;

$L_{Pi} = 0$ – протяженность участка, подлежащих освобождению самотеком в резервуар НПС;

L_{Pi} – протяженность участков, подлежащих освобождению ПНУ на точке откачки №1.

5.1.3 Расчет времени освобождения МН от нефти при проведении плановых работ на участке МН.

Время на освобождение отключенного участка, согласно [18], равно:

$$t = t_H + t_P + t_{\Pi},$$

где $t_H = 0$ ч - время на откачку нефти насосами НПС;

$t_P = 0$ ч - время на самотечный сброс нефти в резервуар;

t_{Π} - время на откачку нефти ПНУ при проведении работ.

$$t_H = \sum V_{Hi} / q_{Hi} = 0,$$

где $V_{Hi} = 0$ м³ – объем нефти на участках протяженностью L_{Hi} , освобождаемый насосами НПС;

$q_{Hi} = 0$ м³ – производительность освобождения участка протяженностью L_{Hi} , насосом;

$$t_P = \sum V_{Pi} / q_{Pi} = 0,$$

где $V_{Pi} = 0$ м³ – объем нефти на участках протяженностью L_{Pi} , освобождаемый самотеком нефти в резервуар;

					Технологическая часть	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$q_{Pi} = 0 \text{ м}^3$ – производительность самотечного освобождения участков МН протяженностью L_{Pi} , в резервуар;

$$t_{II} = \sum V_{Pi} / q_{Pi} + t_{оп}$$

где V_{Pi} – объем нефти на участках протяженностью L_{Pi} , освобождаемый ПНУ-2;

q_{Pi} – производительность освобождения участка протяженностью L_{Pi} , при помощи ПНУ-2;

$t_{оп}$ – время, затрачиваемое на вспомогательные технологические операции ($t_{оп} = 1,6$ часа).

1) Расчет времени освобождения МН от нефти, подлежащего для раскочки, при помощи ПН 150-50:

$$t_{Pi} = V_{Pi} / q_{Pi} = 555,18 / 150 = 3,7ч$$

2) Расчет времени освобождения МН от нефти, подлежащего для раскочки, при помощи ЦНС 150/50:

$$t_{Pi2} = V_{Pi2} / q_{Pi2} = 88,11 / 120 = 0,73ч$$

Таким образом:

$$t_1 = \sum V_{Pi} / q_{Pi} + \sum V_{Pi} / q_{Pi} + \sum V_{Pi} / q_{Pi} + t_{оп} = 0 + 0 + (3,7 + 0,73) + 0,5 \approx 5ч$$

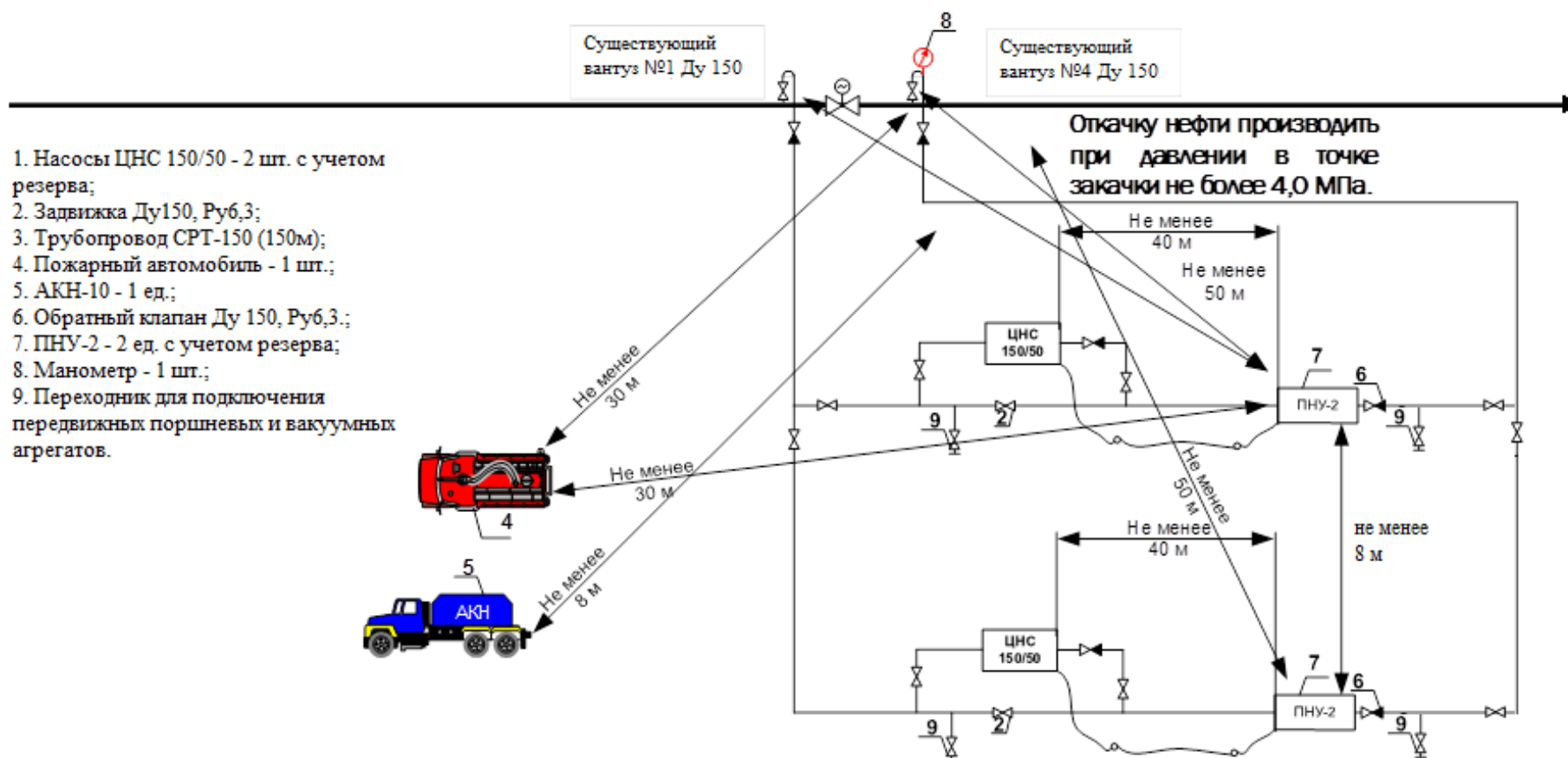


Рисунок 19 - Схема расстановки и обвязки откачивающих устройств при раскачке за ЗА в РП НПС

Мероприятия по освобождению от нефти участка МН, при раскачке за ЗА в РП НПС

Откачку нефти производить при давлении в точке закачки не более 4,0 МПа.

1) Пуск насосных агрегатов ЦНС-150/50 (1 шт.), ПНУ-2 (2 ед.) на 377км.

2) После пуска насосных агрегатов и достижения величины давления в точке откачки нефти $P=1,522 \text{ кгс/см}^2$ просверлить технологические отверстия (4 шт. $\varnothing=12 \text{ мм}$) на 359,935 км и произвести откачку нефти объемом $V=40,974 \text{ м}^3$ на 377км.

3) После откачки нефти объемом $V=40,974 \text{ м}^3$ на 377км и достижения величины давления в точке откачки нефти $P=1,415 \text{ кгс/см}^2$ просверлить технологические отверстия (4 шт. $\varnothing=12 \text{ мм}$) на 363,602 км и произвести откачку нефти объемом $V=252,71 \text{ м}^3$.

4) После откачки нефти объемом $V=252,71 \text{ м}^3$ на 377км и достижения величины давления в точке откачки нефти $P=1,305 \text{ кгс/см}^2$ просверлить технологические отверстия (4 шт. $\varnothing=12 \text{ мм}$) на 372,297 км и произвести откачку нефти объемом $V=39,564 \text{ м}^3$.

5) После откачки нефти объемом $V=39,564 \text{ м}^3$ на 377км и достижения величины давления в точке откачки нефти $P=1,112 \text{ кгс/см}^2$ просверлить технологические отверстия (4 шт. $\varnothing=12 \text{ мм}$) на 374,300 км и произвести откачку нефти объемом $V=233,306 \text{ м}^3$.

6) После откачки нефти объемом $V=233,306 \text{ м}^3$ на 377км и достижения величины давления в точке откачки нефти $P=0,980 \text{ кгс/см}^2$ просверлить технологические отверстия (2 шт. $\varnothing=12 \text{ мм}$) на 376,700 км и произвести откачку нефти объемом $V=76,694 \text{ м}^3$.

					Технологическая часть	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7) Стоп насосных агрегатов ЦНС-150/50 (1 шт.), ПНУ-2 (1 ед.) на 377км. При необходимости выполнить дооткачку АКН-10.

5.2. Технология освобождения эксплуатируемого МН подпорными насосами ПНУ-2 во временные емкости.

В качестве альтернативного метода раскочки нефтепровода, в данном случае, можно применить технологию раскочки нефтепровода при помощи подпорного насоса ПНУ-2 во временные емкости.

Так как нужно раскочить нефтепровод объемом $V=643,248\text{м}^3$, то в качестве временных емкостей можно использовать две емкости РР-500 и РР-250 (Рис. 20).



Рисунок 20 - Разборный резервуар РР-250

Данные резиноканевые емкости должны отвечать следующим требованиям:

- должны обеспечивать безаварийный прием нефти, а также ее хранения в течение времени, необходимого на производство работ;
- должны соответствовать их району размещения;
- должны быть оборудованы дыхательными клапанами, а также соединительным коллектором, обеспечивающим работу резервуаров в группе;

- должны быть ограждены замкнутым обвалованием, шириной по верху не менее 0,5 м, рассчитанными на гидростатическое давление разлившейся жидкости;^[11]

- расстояние от резервуара до места откачки должно быть не менее 100 м;

- расстояние от резервуара до ПНУ должно быть не менее 15 м;

- расстояние между резервуарами должно быть не менее 10 м.

Также, в соответствии с таблицей 5, необходимо взять 2 подпорных насоса ПНУ-2 с подачей каждого $Q_{\text{ном}}=120 \text{ м}^3/\text{ч}$ для раскачки участка магистрального нефтепровода.

5.2.1 Расчет протяженности участков при проведении ремонтных работ на участке МН.

Общая протяженность участков, подлежащих освобождению ПНУ-2, согласно [18], рассчитывается по формуле:

$$L_{\text{п}} = L - L_{\text{н}} - L_{\text{р}} \quad \text{где:}$$

$L_{\text{н}}=0 \text{ м}$ - протяженность участка, подлежащего освобождению насосами НПС;

$L_{\text{р}}=0 \text{ м}$ - протяженность участка, подлежащего освобождению самотеком в резервуар;

L - протяженность участка, подлежащего освобождению при помощи ПНУ;

Протяженность отдельных участков, подлежащих освобождению ПНУ-2, при помощи 2 подпорных насосов ЦНС 150/50 (с производительностью $120 \text{ м}^3/\text{ч}$ каждый) рассчитывается графическим методом согласно рис. 2.1.

Точка откачки нефти:

1) Протяженность участка, подлежащего освобождению при помощи ЦНС 150/50: $250,2+1440,1+298,2=1988,5 \text{ м}$;

					Технологическая часть	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2) Протяженность участка, подлежащего освобождению при помощи ЦНС 150/50: $1092,43 + 422,1 = 1514,53$ м

Протяженность участка, подлежащего освобождению ПНУ-2 рассчитывается по формуле:

$$L_{\Pi} = L_{\Pi 1} + L_{\Pi 2}$$

$$L_{\Pi} = 1988,5 + 1514,53 = 3503,03 \text{ м.}$$

5.2.2 Расчет объема нефти, подлежащего освобождению при проведении плановых работ на участке МН.

Объем нефти V , согласно [18] рассчитывается по формуле:

$$V = V_H + V_P + V_{\Pi}$$

где V_H – объем нефти, откачиваемый насосами НПС:

$$V_H = \pi \cdot \frac{\sum_{i=1}^n (D_{ni} - 2 \cdot \delta_i)^2 \cdot L_{ni}}{4} = 3,14 \cdot \frac{(0,53 - 2 \cdot 0,005)^2 \cdot 0}{4} = 0 \text{ м}^3$$

где V_P – объем нефти, подлежащий освобождению сбросом нефти самотеком в резервуар:

$$V_P = \pi \cdot \frac{\sum_{i=1}^n (D_{ni} - 2 \cdot \delta_i)^2 \cdot L_{ni}}{4} = 3,14 \cdot \frac{(0,53 - 2 \cdot 0,005)^2 \cdot 0}{4} = 0 \text{ м}^3$$

1) Расчет объема нефти, откачиваемого при помощи ЦНС 150-50:

$$V_{\Pi 1} = \pi \cdot \frac{\sum_{i=1}^n (D_{ni} - 2 \cdot \delta_i)^2 \cdot L_{ni}}{4} = 3,14 \cdot \frac{(0,53 - 2 \cdot 0,005)^2 \cdot 1988,5}{4} = 372,087 \text{ м}^3$$

2) Расчет объема нефти, откачиваемого при помощи ЦНС 150/50:

$$V_{\Pi 2} = \pi \cdot \frac{\sum_{i=1}^n (D_{ni} - 2 \cdot \delta_i)^2 \cdot L_{ni}}{4} = 3,14 \cdot \frac{(0,53 - 2 \cdot 0,005)^2 \cdot 1514,53}{4} = 271,161 \text{ м}^3$$

					Технологическая часть	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3) Общий объем: $\sum V_{\Pi} = V_{\Pi 1} + V_{\Pi 2} = 372,087 + 271,161 = 643,248 \text{ м}^3$

$D_{\text{нн}} = 530 \text{ мм.}$ – наружный диаметр освобождаемого участка нефтепровода;

$\delta_i = 5,0 \text{ мм.}$ – толщина стенки опорожняемого участка нефтепровода;

$L_{\text{нн}} = 0$ – протяженность участка, подлежащих освобождению насосами НПС;

$L_{\text{рi}} = 0$ – протяженность участка, подлежащих освобождению самотеком в резервуар НПС;

$L_{\text{рi}}$ – протяженность участков, подлежащих освобождению ПНУ на точке откачки №1.

5.2.3 Расчет времени освобождения МН от нефти при проведении плановых работ на участке МН.

Время на освобождение отключенного участка, согласно [18], равно:

$$t = t_{\text{н}} + t_{\text{р}} + t_{\text{п}},$$

где $t_{\text{н}} = 0 \text{ ч}$ - время на откачку нефти насосами НПС;

$t_{\text{р}} = 0 \text{ ч}$ - время на самотечный сброс нефти в резервуар;

$t_{\text{п}}$ - время на откачку нефти ПНУ при проведении работ.

$$t_{\text{н}} = \sum V_{\text{нн}} / q_{\text{нн}} = 0,$$

где $V_{\text{нн}} = 0 \text{ м}^3$ – объем нефти на участках протяженностью $L_{\text{нн}}$, освобождаемый насосами НПС;

$q_{\text{нн}} = 0 \text{ м}^3$ – производительность освобождения участка протяженностью $L_{\text{нн}}$, насосом;

где

$$t_{\text{р}} = \sum V_{\text{рi}} / q_{\text{рi}} = 0$$

					Технологическая часть	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$V_{Pi} = 0 \text{ м}^3$ – объем нефти на участках протяженностью L_{Pi} ,
освобождаемый самотеком нефти в резервуар;

$q_{Pi} = 0 \text{ м}^3$ – производительность самотечного освобождения участков
МН протяженностью L_{Pi} , в резервуар;

$$t_{\Pi} = \sum V_{\Pi i} / q_{\Pi i} + t_{оп}$$

где V_{Π} – объем нефти на участках протяженностью L_{Π} ,
освобождаемый ПНУ-2;

q_{Π} – производительность освобождения участка протяженностью L_{Π} ,
при помощи ПНУ-2;

$t_{оп}$ – время, затрачиваемое на вспомогательные технологические
операции ($t_{оп} = 1,6$ часа).

1) Расчет времени освобождения МН от нефти, подлежащего для раскочки,
при помощи ЦНС 150/50:

$$t_{\Pi 1} = V_{\Pi 1} / q_{\Pi 1} = 372,087 / 120 = 3,1ч$$

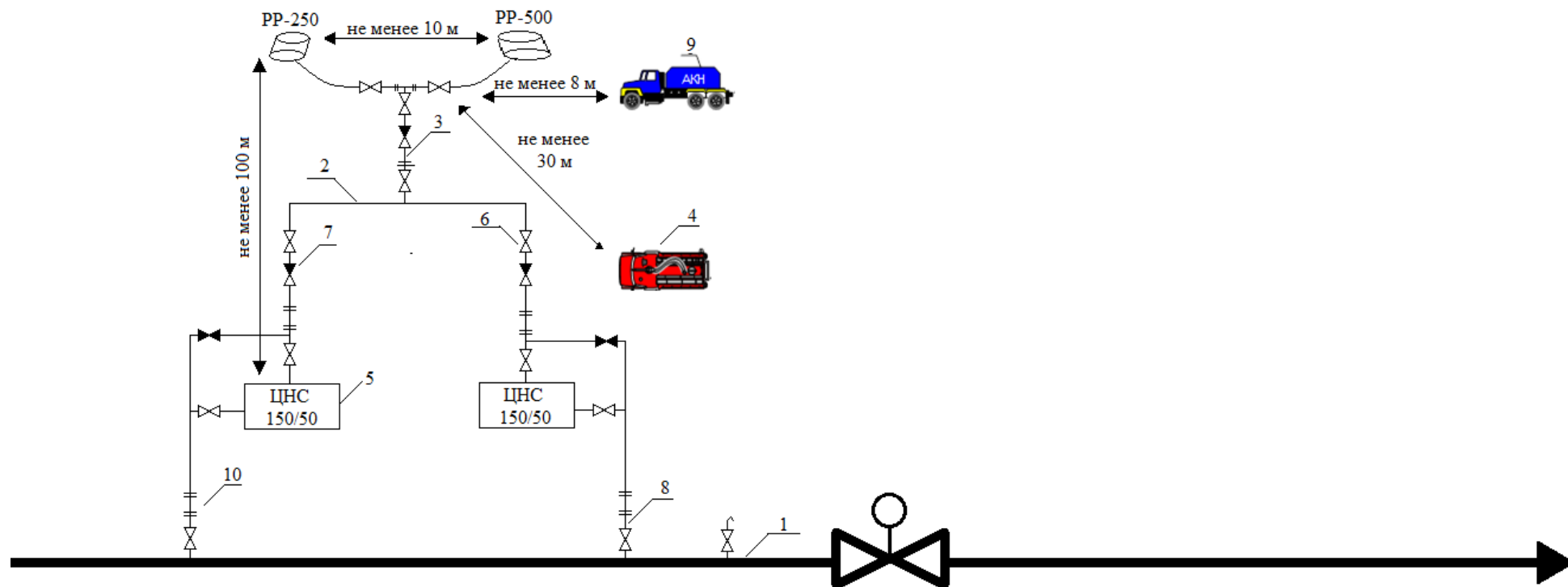
2) Расчет времени освобождения МН от нефти, подлежащего для раскочки,
при помощи ЦНС 150/50:

$$t_{\Pi 2} = V_{\Pi 2} / q_{\Pi 2} = 271,161 / 120 = 2,3ч$$

Таким образом:

$$t_1 = \sum V_{Hi} / q_{Hi} + \sum V_{Pi} / q_{Pi} + \sum V_{\Pi i} / q_{\Pi i} + t_{оп} = 0 + 0 + (3,1 + 2,3) + 0,5 \approx 6ч$$

					Технологическая часть	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



1-ремонтируемый нефтепровод; 2-коллектор; 3-ВТП; 4-пожарный автомобиль; 5-подпорный насос ЦНС 150/50; 6-запорная арматуры; 7-затвор обратный; 8-вантузная запорная арматура; 9-АКН-10; 10-гибкий металлорукав.

Рисунок 21 - Схема расстановки и обвязки откачивающих устройств при раскache во временные емкости.

В данном случае, откачка нефти подпорным насосом ПНУ, в резиноканевый резервуар будет выполняться в следующей последовательности:

- 1) подключение подпорного насоса ПНУ к вантузу откачки, монтаж ВТП от подпорного насоса до места закачки с подготовкой ВТП к откачке;
- 2) остановка МН;
- 3) отключение освобождаемого участка МН, закрытием линейных запорных арматуры №1,2;
- 4) обеспечение впуска воздуха в освобождаемый участок объемом, равным объему освобождения участка МН (открытие вантузов);
- 5) откачка нефти подпорным насосом ПНУ в резиноканевые резервуары РР-250 и РР-500;
- ж) контроль количества поступающей нефти в резиноканевые резервуары и производительности освобождения по уровню разлива в емкостях;
- з) после поступления нефти в резиноканевые резервуары в количестве, соответствующем расчетному объему, прекращается откачка подпорным насосом ПНУ;
- и) осуществляется проверка наличия нефти в месте производства работ и на расстоянии не менее 40 м от места производства работ;

ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – это группа потребителей, частных или корпоративных, объединённых общими характеристиками и имеющими заинтересованность в приобретении вашего товара или использовании услуг. В свою очередь, сегмент рынка – это часть единого рыночного пространства, очерченная границами, определёнными четко выявленными в результате исследования: географическими, социальными, отраслевыми различиями субъектов рынка. Сегменты рынка получаются в результате сегментации рынка. Сегментация рынка – это деятельность по выявлению границ рыночных сегментов

Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка. Размер компании очень важен, т.к. крупные компании часто используют новые технологии и могут поддаться риску, потому что имеют возможность возместить убытки.

Что касается отраслей, то не все организации могут пользоваться данным исследовательским проектом, а только нефтяные. Отсюда вытекает географический критерий, потому что не всякий регион и не всякая страна имеет газосы и нефтяные ресурсы.

					Технология проведения капитального ремонта участка магистрального нефтепровода с применением альтернативных методов раскраски			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кривец В.Д.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.						84
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

		Отрасль		
		Нефтедобывающие предприятия	Транспортные предприятия	Нефтеперерабатывающие предприятия
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

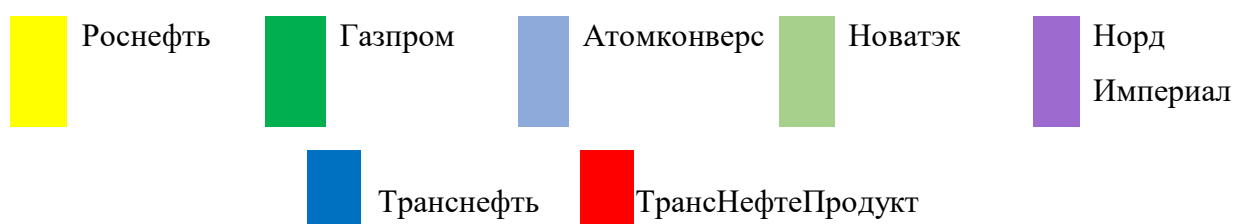


Рисунок 22 – Карта сегментирования рынка услуг

Как видно из таблицы основными сегментами рынка являются крупные и малые компании. Следовательно, наиболее перспективным сегментом в отраслях нефтедобычи, транспортировки и нефтепереработки для формирования спроса является группа независимых крупных и малых нефтедобывающих компаний.

6.1.2. Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);

- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в таблице:

Таблица 6 – Оценочная карта.

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,15	5	4	4	0,75	0,60	0,60
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	2	4	0,75	0,3	0,60
2. Надежность	0,1	5	3	4	0,5	0,5	0,4
4. Безопасность	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
5. Энергоэкономичность	0,15	4	3	3	0,60	0,45	0,45
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена	0,2	4	4	5	0,8	0,8	1
2. Конкурентоспособность продукта	0,05	4	4	3	0,2	0,2	0,15
3. Финансирование научной разработки	0,05	2	4	4	0,1	0,2	0,2
4. Срок выхода на рынок	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
Итого	1	38	37	35	4,5	3,75	4,0

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;
 B_i – вес показателя (в долях единицы);
 B_i – балл i -го показателя.

Конкурентоспособность разработки составила 4,5, в то время как двух других аналогов 3,75 и 4,0 соответственно. Результаты показывают, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям, как повышение производительности труда пользователя, удобство эксплуатации для потребителей, надежность и энергоэкономичность.

6.1.3. SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа.

Таблица 7 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1.Экономичность технологии. С2.Экологичность технологии С3. Более свежая информация,	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки Сл2. Отсутствие сертификации
--	--	--

	которая была использована для разработки технологии. С4. Квалифицированный персонал	Сл3. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца Сл.4 Отсутствие бюджетного финансирования.
Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ В2. Появление потенциального спроса на новые разработки В3. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных В4. Использование инфраструктуры АО «Транснефть - Центральная Сибирь»	Экономичность технологии может привлечь больше сотрудников и исполнителей, вызвать спрос на нее, а это в свою очередь увеличит количество спонсоров. Кроме того, более свежая информация, которая была использована для разработки технологии может уменьшить конкурентоспособность других разработок.	Инновационная инфраструктура ТПУ может оказать помощь в финансировании проекта. При снижении конкурентоспособности подобных разработок и при появлении спроса на новые может появиться возможность использования данной НИР в компаниях, использующих традиционные методы транспортировки нефти.
Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии У2. Значимая конкуренция У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства	В силу того, что в данной технологии используется более новая информация наряду со старой, то это может повысить спрос и конкуренцию. В силу малой затратности проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация.	Отсутствие прототипа научной разработки говорит об отсутствии спроса на новые технологии и отсутствии конкуренции проекта. Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения сертификации.

После того как сформулированы четыре области SWOT переходят к реализации второго этапа, который состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон

возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Таблица 8 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	+	+	+
	B2	+	+	+	0
	B3	+	+	-	-
	B4	+	+	+	+
Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	Y1	-	-	-	+
	Y2	-	-	+	+
	Y3	0	-	+	-
	Y4	0	0	0	0
Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	+	+	-	+
	B2	-	0	-	-
	B3	-	-	-	-
	B4	+	+	-	-
Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	Y1	-	-	+	+
	Y2	-	+	-	-
	Y3	-	-	-	0
	Y4	-	-	0	-

Таблица 9 – SWOT-анализ.

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1.Экономичность технологии. С2.Экологичность технологии С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки технологии. С4. Квалифицированный персонал	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки Сл2. Отсутствие сертификации Сл3. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца Сл.4 Отсутствие бюджетного финансирования.
Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ В2. Появление	Экономичность и экологичность технологии, использование более свежей информации в проекте увеличит спрос и	Помощь в финансировании проекта и его сертификации могут оказать инновационные инфраструктуры(В1,В4,Сл2,Сл4). Необходимо снизить

потенциального спроса на новые разработки В3. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных технологий В4. Использование инфраструктуры АО «Транснефть Центральная Сибирь»	конкурентоспособность НИР (В2,В3,С1,С2,С3). При подключении в работу инновационных структур уменьшается время разработки и появляются дополнительные денежные средства(В1,С4).	конкурентоспособность подобных разработок и расширить использование данной НИР во многих компаниях (В3,В4,Сл1,Сл3).
Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии У2. Значимая конкуренция У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства	Использование более новой информации, простота и адекватность математической модели позволяют повысить спрос и конкуренцию разработки, что уменьшает влияние финансирования (С1,С2,С3,У1,У2,У4). В силу малой затратности проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация (С4,У3).	Отсутствие прототипа, сертификации научной разработки, невозможность использования в компаниях с традиционными методами обработки нефти приведет к отсутствию спроса и отсутствию конкуренции проекта (У1,У2,Сл1,Сл2,Сл3), а отсутствие финансирования приведет к невозможности получения сертификации (У3,Сл4).

6.2. Планирование научно-исследовательских работ

6.2.1. Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и студент. Составим перечень этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ.

Таблица 10 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления Исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Студент
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, Студент
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ существующих методов раскочки нефтепровода	Студент
	6	Разработка математической модели процесса	Студент

	7	Оценка адекватности математической модели реальному процессу	Студент
	8	Оценка влияния технологических параметров на качество продукта	Студент
Обобщение и оценка результатов	9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, Студент
	10	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель, Студент
	11	Оформление пояснительной записки	Студент
	12	Разработка презентации и раздаточного материала	Студент

6.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости тож_і используется следующая формула:

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

где тож_і – ожидаемая трудоемкость выполнения і-ой работы чел.-дн.;

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

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

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

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i},$$

где Т_рі – продолжительность одной работы, раб. дн.;

тож_і – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

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

Рассчитаем продолжительность 1 работы – разработка технического задания:

$$t_{\text{ож}} = \frac{3t_{\text{min}} + 2t_{\text{max}}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 3}{5} = 1,8 \text{ чел-дн};$$

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}}}{\text{Ч}_i} = \frac{1,8}{1} = 1,8 \text{ дн.}$$

6.2.3. Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

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

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

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 66 - 15} = 1,28,$$

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

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Все рассчитанные значения необходимо свести в таблицу:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблиц 11 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ									Исполнители, количество			Длительность работ в рабочих днях T_{pi}			Длительность работ в календарных днях T_{ki}		
	$t_{\min}$ чел.-дни			$t_{\max}$ чел.-дни			$t_{\text{ож}}$ чел.-дни											
	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3
Подбор и изучение материалов по теме	10	8	6	15	12	11	12	10	8	1	2	3	12	5	3	18	7	4
Выбор направления исследований	5	10	15	7	12	20	6	11	17	1	2	2	6	5	9	9	8	13
Календарное планирование работ по теме	4	9	12	6	11	15	5	10	13	1	1	2	5	10	7	7	15	10
Анализ существующих методов раскочки нефтепровода	12	13	15	14	18	20	13	15	17	2	1	1	6	15	17	9	22	25
Разработка математической модели процесса	10	13	15	14	15	16	12	14	15	1	2	1	12	7	15	17	10	23
Оценка адекватности математической модели реальному процессу	10	14	16	13	16	18	11	15	17	1	1	1	11	15	17	17	22	25
Оценка влияния технологических параметров на качество продукта	10	7	5	17	12	10	13	9	7	1	2	1	13	5	7	19	7	10
Оценка	5	10	14	10	13	18	7	11	16	1	2	1	7	6	16	10	8	23

эффективности полученных результатов																		
Определение целесообразности проведения процесса	5	10	14	10	13	18	7	11	16	1	2	2	7	6	8	10	8	12
Оформление пояснительной записки	18	22	25	20	25	30	19	23	27	1	1	1	19	23	27	28	34	40
Разработка презентации и раздаточного материала	4	6	9	5	8	10	4	7	9	1	1	1	4	7	9	7	10	14
Итого, дн																151	152	198

Таблица 12 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

[illegible]

6.2.4. Бюджет научно-технического исследования НТИ

1. Расчет материальных затрат НТИ

Расчёт стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3-5 % от цены). Результаты по данной статье занесём в таблицу 27

Таблица 13 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты для **исполнителя 1**.

Наименование	Ед. Измерения	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Бумага	пачка	4	180	720
Ручка	шт	4	15	60
Картридж для принтера	шт	1	800	800
Тетрадь для записей	шт	2	15	30
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)				70
Итого:				1680

Таблица 14 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты для **исполнителя 2**.

Наименование	Ед. Измерения	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Бумага	пачка	4	180	720
Ручка	шт	2	15	30
Картридж для принтера	шт	1	800	800
Тетрадь для записей	шт	1	15	15
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)				47
Итого:				1612

Таблица 15 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты для **исполнителя 3**.

Наименование	Ед. Измерения	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Бумага	пачка	5	180	900
Ручка	шт	4	15	60

Картридж для принтера	шт	2	800	1600
Тетрадь для записей	шт	4	15	60
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)				130
Итого:				2750

2. Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Для выполнения данного проекта необходимо приобретение персонального компьютера для двух участников проекта, ПО MicrosoftOffice 365 для создания документов, лицензионного программного пакета Unisim Design для компьютерной реализации модели. Также необходимо иметь экспериментальные данные с завода, которые могут быть получены двумя способами: 1) запросить данные с лаборатории завода; 2) провести необходимые исследования в лаборатории кафедры.

Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного научного проекта и имеющегося в данной научно-технической организации, учитывается в виде амортизационных отчислений. Так, стоимость персонального компьютера при сроке амортизации 25 месяцев и его использовании в течение 9 месяцев составит 18 тысяч рублей. Стоит отметить, что для всех исполнений необходимо одно и тоже оборудование.

Таблица 16 – Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во ед. оборудования	Цена ед. оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб
1	Персональный компьютер	2	18	36
2	Принтер	1	3	3
3	Microsoft Office 2016 Home and Business RU x32/x64	2	10	20
4	Лицензия на программный пакет Unisim Design	1	50	50
Итого:				109

3. Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату. Стоит отметить, что основная и дополнительные заработные платы рассчитываются только для руководителя, так как студент учится на договорной основе.

$$C_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) руководителя рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}},$$

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

$T_{\text{р}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл. 17);

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}},$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M=11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $M=10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 17 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель
Календарное число дней	365
Количество нерабочих дней	
- выходные дни	76
- праздничные дни	14
Потери рабочего времени	
- отпуск	24
- невыходы по болезни	0

Действительный годовой фонд рабочего времени	247
--	-----

$$Z_{\text{дн(рук.)}} = \frac{33664 \cdot 11,2}{247} = 1526,5 \text{ руб}$$

Месячный должностной оклад руководителя:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{б}} \cdot (k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}$$

где $Z_{\text{б}}$ – базовый оклад, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, (определяется Положением об оплате труда);

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: определяется Положением об оплате труда);

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Таблица 18 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{б}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$, руб	$Z_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Исполнитель 1	33664	1,3	-	1,3	48139,5	1526,5	151	230502
Исполнитель 2	33664	1,3	-	1,3	48139,5	1526,5	152	232028
Исполнитель 3	33664	1,3	-	1,3	48139,5	1526,5	198	302247

4. Дополнительная заработная плата исполнителей темы

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

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}$$

где $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты;

$Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

Таблица 19 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Исполнитель 1
Основная зарплата	230502
Дополнительная зарплата	34575
Итого по статье $C_{\text{зп}}$	265077

Заработная плата	Исполнитель 2
------------------	---------------

Основная зарплата	232028
Дополнительная зарплата	34804
Итого по статье $C_{зп}$	266832

Заработная плата	Исполнитель 3
Основная зарплата	302247
Дополнительная зарплата	45337
Итого по статье $C_{зп}$	347584

5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}),$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 20 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель 1	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	230502	34575
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	27,1 %	
Отчисления, руб.	62466	9369
Итого	71835	

Исполнитель 2	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	232028	34804
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	27,1 %	
Отчисления, руб.	62880	9432
Итого	72312	

Исполнитель 3	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	302247	45337
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	27,1 %	
Отчисления, руб.	81909	12286
Итого	94195	

6. Накладные расходы

Накладные расходы – это расходы на прочие затраты, например, затраты на печать, ксерокопирование, оплата интернета и прочих услуг связи и коммуникации, электроэнергии. Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}},$$

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

Величина коэффициента накладных расходов принята в размере 20%.

Рассчитаем накладные расходы на выполнение НТИ:

$$З_{\text{накл}1} = (1680 + 109000 + 230502 + 34575 + 71835) \cdot 0,2 = 89518,4 \text{ рублей}$$

$$З_{\text{накл}2} = (1612 + 109000 + 232028 + 34804 + 72312) \cdot 0,2 = 89951,2 \text{ рублей}$$

$$З_{\text{накл}3} = (2750 + 109000 + 302247 + 45337 + 94195) \cdot 0,2 = 110705,8 \text{ рублей}$$

7. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 21 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп. 1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты НТИ	1680	1612	2750
2. Специальное оборудование для научных работ	109000	109000	109000
3. Основная заработная плата	230502	232028	302247
4. Дополнительная заработная плата	34575	34804	45337
5. Отчисления на социальные нужды	71835	72312	94195
6. Накладные расходы	89518,4	89951,2	110705,8
7. Бюджет затрат	537110,4	539707,2	664234,8

6.3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}},$$

где I_{ϕ}^p - интегральный финансовый показатель разработки;

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

$\Phi_{\max}$ – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

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

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a,$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов; a_i – весовой коэффициент i-го параметра;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i-го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Таблица 22 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта.

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Адекватность разработки	0,2	5	4	4
2. Простота применения	0,2	4	5	4
3. Экономичность	0,4	4	5	3
4. Универсальность	0,1	4	5	3
5. Способствует росту производительности труда	0,1	4	5	4
ИТОГО	1	4,5	4,8	3,6

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

$$I_{финр}^{Исп1} = \frac{I_m^p}{I_\phi^p} = \frac{4,5}{0,92} = 4,78$$

$$I_{финр}^{Исп2} = \frac{I_m^{a1}}{I_\phi^{a2}} = \frac{4,8}{1} = 4,8$$

$$I_{финр}^{Исп3} = \frac{I_m^{a2}}{I_\phi^{a2}} = \frac{3,6}{0,77} = 4,83$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{cp}$):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{Исп1}}{I_{Исп2}}$$

Таблица 23 – Сравнительная эффективность разработки.

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,92	1	0,77
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,5	4,8	3,6
3	Интегральный показатель эффективности	4,78	4,8	4,83
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения (разработка относительно аналога)	1	0,995	0,989

Вывод: в ходе выполнения данного раздела были определены финансовый показатель разработки, показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности и, на основании сравнительной эффективности вариантов исполнения, оптимальным был выбран вариант исполнения 1.

6.4 Техничко-экономический расчет

Также для данной ВКР необходимо было провести технико-экономический расчет стоимости выборочного ремонта с учетом каждого метода раскочки нефтепровода и сравнить их между собой для выявления наиболее экономически выгодного.

6.4.1. Экономический расчет выборочного ремонта с применением двух технологий

Состав затрат в соответствии с их экономическим содержанием формируется по следующим элементам:

- материальные затраты;
- затраты на оплату труда;
- отчисления на социальные нужды;
- амортизационные отчисления;
- прочие расходы.

6.4.2. Материальные затраты: потребность в основных строительных машинах, механизмах, материалах и ГСМ.

В соответствии с продолжительностью выборочного ремонта, объемами строительно-монтажных работ, методами производства потребуется специальная техника и оборудование, представленные в таблице 24.

Таблица 24 - Необходимая специальная техника и оборудование.

№ п/п	Технология раскочки в РП НПС		Кол- во	Технология раскочки во временные емкости		Кол- во
	Наименование	Марка		Наименование	Марка	
1	Экскаватор	Hitachi ZX200	2	Экскаватор	Hitachi ZX200	2
2	Самосвал	Урал 583100	1	Самосвал	Урал 583100	1
3	Автокран	Урал КС 45717-1	1	Автокран	Урал КС 45717-1	1
4	Пожарный автомобиль	-	1	Пожарный автомобиль	-	1
5	ПНУ-2	Камаз- 43118	2	ПНУ-2	Камаз- 43118	2
6	АКН-10	Камаз- 43118-50	1	АКН-10	Камаз- 43118-50	1
7	Автомобиль ПАРМ	Камаз 5350-42	1	Автомобиль ПАРМ	Камаз 5350-42	1
8	Топливозаправщик	Урал 4320	1	Топливозаправщик	Урал 4320	1
9	Дизельная электростанция	ДЭС-100	2	Дизельная электростанция	ДЭС-100	2
10	Вахтовый автобус	Камаз- УСТ 54535	2	Вахтовый автобус	Камаз- УСТ 54535	2
11	Сварочная установка	УПРС- 100	1	Сварочная установка	УПРС- 100	1
12	Легковой транспорт	УАЗ 2206	1	Легковой транспорт	УАЗ 2206	1
13	-	-	-	Бульдозер	Б-170	1
14	-	-	-	Бортовая машина	УРАЛ 4320	1

Затраты на ГСМ рассчитываются исходя из норм расхода горючего, времени работы техники, пробега, а так же в соответствии с ценой за 1 литр

дизельного топлива, которая равна 35,40 рублей и ценой за 1 литр бензина АИ-92, равной 32,60 рублей. Затраты на ГСМ приведены в таблице 25.

Таблица 25 - Затраты на ГСМ.

Технология раскочки в РП НПС		Технология раскочки во временные емкости	
Затраты, руб			
Дизельное топливо	Бензин АИ-92	Дизельное топливо	Бензин АИ-92
348470,5	1630	360152,5	1630
ИТОГО: 350100,5 рублей		ИТОГО: 361782,5 рублей	

Стоимость материалов, необходимых для выборочного ремонта участка магистрального нефтепровода с технологией раскочки в резервуарный парк НПС, а также во временные емкости, приведена в таблице 26.

Таблица 26 - Стоимость необходимых материалов.

№ п/п	Технология раскочки в РП НПС		Технология раскочки во временные емкости		Стоимость материалов, руб.
	Наименование материала	Кол-во	Наименование материала	Кол-во	
1	Сорбент МСК	20 кг	Сорбент МСК	20 кг	5400
2	Кислород	8 баллонов	Кислород	8 баллонов	6709,6
3	Пропан	72 кг	Пропан	72 кг	2534,4
4	Круг шлифовальный 230х6х22	200 шт.	Круг шлифовальный 230х6х22	200 шт.	7024
5	Круг отрезной 230х3х22	100 шт.	Круг отрезной 230х3х22	100 шт.	1486
6	Изоляционный материал	100 кг	Изоляционный материал	100 кг	14000
7	Труба СРТ-150	9 шт.	Труба СРТ-150	9 шт.	40500
8	Герметизирующие устройства Ду500	8 шт.	Герметизирующие устройства Ду500	8 шт.	92000
9	Обтирочный материал	100 кг	Обтирочный материал	100 кг	5800
10	Электроды ОК74/70	150 кг	Электроды ОК74/70	150 кг	30675

11	Электроды LB-52U	150 кг	Электроды LB-52U	150 кг	21120
12	Труба Dn500x8,0	1 шт.	Труба Dn500x8,0	1 шт.	105628
13	Кошма 1,5x2 м	3 шт.	Кошма 1,5x2 м	3 шт.	6183
14	Центратор наружный звенный, DN530	2 шт.	Центратор наружный звенный, DN530	2 шт.	14980
15	-	-	Разборный резервуар РР-250	1 шт.	425000
16	-	-	Разборный резервуар РР-500	1 шт.	800000
ИТОГО: 354040 рублей			ИТОГО: 1580610 рублей		

6.4.3. Потребность в кадрах при проведении выборочного ремонта. Затраты на оплату труда и социальные нужды.

Расчет численности работающих произведен исходя из объема строительно-монтажных работ и сложившейся структуры работающих для данного вида выборочного ремонта. Численность работающих на участке МН приведена в таблице 27.

Таблица 27 - Численность работников.

Наименование	Технология раскочки в РП НПС		Технология раскочки во временные емкости	
	Количество	%	Количество	%
ИТР	5	15,7	5	13,9
Рабочие	27	84,3	31	86,1
Всего	32	100	36	100

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда;
- начисления стимулирующего характера, в том числе премии за производственные результаты, надбавки за профессиональное мастерство, достижения в труде и иные подобные показатели;
- начисления стимулирующего и (или) компенсирующего характера, связанные с режимом работы (за работу в ночное время, работу в многосменном режиме), условиями труда (тяжелые и вредные, особо

вредные), за совмещение профессий, за работу в выходные и праздничные дни, за сверхурочную работу;

- единовременные вознаграждения за выслугу лет (надбавки за стаж работы по специальности) в соответствии с законодательством РФ;

- надбавки, обусловленные районным регулированием оплаты труда (по районным коэффициентам, надбавки за непрерывный стаж работы);

- оплата отпусков (основных и дополнительных);

- прочие выплаты в соответствии с действующим законодательством РФ.

Общая численность рабочих и ИТР определена из потребностей в кадрах по основным категориям и указана в таблице 28.

Таблица 28 - Перечень необходимого персонала.

Наименование	Технология раскочки в РП НПС		Заработная плата рабочих за 72 ч, руб.	Технология раскочки во временные емкости		Заработная плата рабочих за 72 ч, руб.
	Кол-во	Разряд		Кол-во	Разряд	
Водитель автосамосвала	2	6	33662	2	6	33662
Водитель вахтового автобуса	2	5	28854	2	5	28854
Водитель топливозаправщика	1	6	14427	1	6	14427
Водитель пожарной машины	1	6	14427	1	6	14427
Газорезчик	1	5	13625	1	5	13625
Дефектоскопист	1	4	12824	1	4	12824
Машинист экскаватора	2	6	30456	2	6	30456
Машинист автокрана	1	6	15228	1	6	15228
ДПД	2	5	27250	2	5	27250
Электромонтер	2	5	30456	2	5	30456
Трубопроводчик линейный	5	5	72135	6	5	86561
Машинист насосных установок	2	5	32060	2	5	32060
Водитель АKN-10	2	6	28854	2	6	28854

Водитель легкового автомобиля	1	4	12824	1	4	12824
Электросварщики	2	6	30456	3	6	45684
Машинист электростанции	1	5	16831	1	5	16831
Начальник ЛАЭС (ИТР)	1	9	20839	1	9	20839
Мастер ЛАЭС (ИТР)	1	8	19236	1	8	19236
Мастер ВЛ ЭХЗ (ИТР)	1	8	19236	1	8	19236
Инженер охраны труда (ИТР)	1	8	20839	1	8	20839
Главный инженер (ИТР)	1	10	25648	1	10	25648
Машинист бульдозера	-	-	-	1	6	15228
Водитель бортового автомобиля	-	-	-	1	5	13625
ИТОГО			535395			563446

Расходы на оплату труда за промежуток времени, отведенный на проведение выборочного ремонта, рассчитываются по формуле:

$$ЗП = \frac{О}{164,17} \cdot 30 \cdot Д_k \cdot П \cdot Д_{РК} \cdot Д_{СЕВ} \cdot N,$$

где О – оклад работника (годовая норма рабочего времени по производственному календарю равная 1970ч, за месяц $1970/12=164,17$ ч (далее умножаем на 30ч (норма рабочего времени за 72 ч работ));

Дк – компенсационные доплаты (за классность выполняемых работ начисляется 25% оклада, за вредность выполняемых работ 4% оклада);

П – премия (размер устанавливается в соответствии с положением о премировании на предприятии и принимается как 70% от оклада);

Д_{РК} – доплата по районному коэффициенту (50% от оклада);

Д_{СЕВ} – доплата за работу в районах севера (50% от оклада);

N- число работников по выбранной ставке.

Тогда,

$$ЗП = \frac{О}{164,17} \cdot 30 \cdot 1,29 \cdot 1,7 \cdot 2 \cdot N;$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Рассчитаем страховые взносы во внебюджетные фонды, обязательное страхование от несчастных случаев:

Для первой технологии:

$535395 \cdot 30\% = 156050$ рублей.

Для второй технологии:

$563446 \cdot 30\% = 169034$ рублей.

6.4.4. Амортизационные отчисления

Сумма амортизационных отчислений определяется линейным методом исходя из первоначальной (восстановительной) стоимости объекта амортизируемого имущества и срока полезного использования по формуле:

$$C_{AO} = \frac{\begin{array}{c} \text{Первоначальная} \\ \text{(восстановительная)} \\ \text{стоимость 1 единицы} \\ \text{(рублей)} \end{array}}{\begin{array}{c} \text{Срок полезного} \\ \text{использования} \\ \text{1 единицы} \\ \text{(месяц)} \end{array}} \cdot \text{количество единиц (шт)} \cdot 0,1 \text{ мес}$$

где C_{AO} – сумма амортизационных отчислений за 72 час (3 суток).

Для первой технологии сумма амортизационных отчислений составила 147507,00 рублей, для второй 159411,00 рублей.

6.4.5. Прочие расходы. Определение общей суммы затрат.

Прочие расходы, в число которых входят средства индивидуальной защиты, питание и перевозка бригады рабочих, составляют 10% от фонда оплаты труда:

Для первой технологии:

$535395 \cdot 10\% = 53539$ рублей.

Для второй технологии:

$563446 \cdot 10\% = 56344$ рублей.

Кроме перечисленных затрат в составе затрат на проведение организационно-технического мероприятия учитываются накладные

расходы, связанные с организацией, управлением и обслуживанием производства.

На основании вышеперечисленных расчётов затрат определяется общая сумма затрат (таблица 29).

Таблица 29 - Общая сумма затрат, необходимая для выборочного ремонта участка магистрального нефтепровода.

	Технология раскочки в РП НПС	Технология раскочки во временные емкости
Состав затрат	Сумма затрат, руб.	
Материальные затраты	704140,00	1942392,5
Затраты на оплату труда	520167,00	563446,00
Отчисления на социальные нужды	156050,00	169034,00
Амортизационные отчисления	147507,00	159411,00
Прочие затраты	52017,00	56344,00
Итого основных расходов	1579881,00	2890628,00
Накладные расходы (40% от основных)	631953,60	1156251,2
Всего затраты на мероприятие	2211834,60	4046879,2

Вывод: проводя технико-экономический расчет стоимости выборочного ремонта по каждому из двух способов, можно сделать вывод о том, что выборочный ремонт с раскочкой нефтепровода за запорную арматуру в РП НПС, более экономически выгоден (дешевле в 1,83 раза), нежели метод раскочки во временные емкости. Это обусловлено рядом причин:

- материальными затратами, необходимыми для проведения выборочного ремонта (во втором методе задействовано больше техники, а следовательно используется больше ГСМ, больше амортизационных отчислений, также во втором методе необходимо применение двух временных емкостей, которые имеют высокую стоимость);
- количеством задействованных кадров (33 человека используется в первом методе, во втором 36, следовательно, на первый метода необходимо меньше страховых взносов, прочих расходов);

- накладными расходами, которых во втором методе в 1,83 раза больше, чем в первом.

Все эти выводы указывают на то, что с экономической точки зрения выборочный ремонт с раскачкой трубопровода за запорную арматуру в РП НПС является наиболее эффективным.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

При производстве ремонтно-восстановительных работ на участке магистрального нефтепровода необходимо строго соблюдать правила техники безопасности.

В утвержденных программах обучения рабочих различных профессий и повышения квалификации инженерно-технических работников выделяются часы для изучения правил техники безопасности. Специализированные ремонтное и строительное управления разрабатывают производственную инструкцию по технике безопасности при ремонте магистрального трубопровода с учетом местных условий. Руководство управления знакомят рабочих с инструкцией по производству работ и правилами техники безопасности.

7.1. Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при проведении ремонтных работ на ЛЧ МН. (Таблица 30).

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-15.)	
	Вредные	Опасные
1	2	3
Капитальный ремонт линейной части магистрального нефтепровода	Физические	
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования
		Электрический ток

					Технология проведения капитального ремонта участка магистрального нефтепровода с применением альтернативных методов раскочки					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность			Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Кривец В.Д.								
Руковод.		Никульчиков В.К.								113
Консульт.								ТПУ гр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.								

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-15.)	
	Вредные	Опасные
1	2	3
Капитальный ремонт линейной части магистрального нефтепровода		Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением
	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны	
	Превышение уровней шума	
	Превышение уровней вибрации	
	<i>Химические</i>	
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	
	<i>Биологические</i>	
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	

7.1.1 Мероприятия по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов

Все операции на каждой стадии ремонта должны проводиться под контролем (с обязательным присутствием) представителей технадзора.

При производстве работ в охранной зоне действующих нефтепроводов следует обратить особое внимание на обеспечение их безопасной эксплуатации, особенно при выполнении земляных работ и движения на объекте строительной техники.

Определение местоположения и технического состояния подземного (подводного) нефтепровода производится в границах зоны производства работ. До закрепления трассы знаками ведение работ НЕ ДОПУСКАЕТСЯ!

При выполнении работ по ремонту нефтепровода взрывопожаробезопасность обеспечивается соблюдением общих мер пожаробезопасности и применением взрывозащищенного оборудования в соответствии с ВППБ 01-04-98.

Весь персонал подрядной организации должен иметь допуск к производству работ (аттестацию и проверку знаний промышленной безопасности). Аттестация персонала подрядчика проводится в аттестационных комиссиях территориального органа Ростехнадзора. Проверка знаний проводится в соответствии с требованиями нормативных правовых актов в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций, экологической безопасности и охраны труда, а также по вопросам, охватывающим непосредственную деятельность аттестуемого.

Все работающие на ремонте нефтепровода должны быть обучены правилам охраны труда и иметь удостоверения о сдаче экзаменов, кроме того, должны пройти инструктаж по технике безопасности на рабочем месте с учетом особенностей данного объекта.

При изменении условий труда непосредственный руководитель работ (мастер) должен вновь провести инструктаж по технике безопасности с учетом новых производственных условий.

Перед началом работ в охранной зоне всем рабочим бригады выдается наряд-допуск, в котором должны быть указаны мероприятия, обеспечивающие безопасность работ.

Все рабочие должны быть обеспечены спецодеждой, спец обувью и другими средствами индивидуальной защиты, в соответствии с

					Социальная ответственность	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

постановлением от 26.12.1997 № 67 «Об утверждении типовых отраслевых норм бесплатной выдачи работникам специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты».

Эксплуатация машин и механизмов должна производиться в соответствии с инструкциями по их эксплуатации. На машинах и механизмах должны быть исправные огнетушители, лопаты, брезент и кошма.

При перевозке техники на трейлере до объекта необходимо соблюдать следующие требования:

- следить, чтобы не было посторонних лиц в зоне погрузки и выгрузки;
- поставить трейлер на тормоза и подложить под колеса инвентарные башмаки (клинья) при погрузке и выгрузке;
- подложить башмаки впереди и сзади под гусеницы захватившего на платформу механизма;

Персонал, занятый на ремонте нефтепровода, должен быть обучен правилам и приемам оказания первой (доврачебной) помощи. При несчастном случае необходимо оказать первую помощь пострадавшему, вызвать скорую медицинскую помощь, сообщить об этом непосредственному начальнику и сохранить без изменения обстановку на рабочем месте по расследованию, если она не создает угрозу для работающих и не приведет к аварии.

Для проведения испытаний, при нахождении трубопровода на сварочно-монтажной площадке, устанавливается охранный зона следующих размеров (таблица 6 «Правила техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов», 1982 г.):

- в обе стороны от оси трубопровода – 150 м;
- в направлении отрыва заглушки от торца трубопровода – 1500 м.

					Социальная ответственность	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Соблюдение требований промышленной безопасности и пожарной безопасности обеспечивают безаварийность строительства и должно контролироваться производителем работ (лицом, назначенным по приказу), а также представителями эксплуатирующей организации.

7.1.2 Повышенный уровень шума

Источниками шума являются звуки, производимые работающими механизмами и агрегатами.

Допустимый эквивалентный уровень звукового давления 80 дБ обычно не влияет на органы слуха. Не должен превышать 85 дБ в соответствии с нормативным документом [5].

Основные методы борьбы с шумом:

- снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- снижение шума на пути распространения звука;
- средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;
- использование средств автоматики для управления технологическими процессами;

7.1.3 Поражение электрическим током

Опасность поражения электрическим током существует при работе с прорезными устройствами типа МРТ и при сварке.

Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях:

- при прикосновении человеком, неизолированного от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе;
- при однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

					Социальная ответственность	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Защита от поражения электрическим током может быть коллективной и индивидуальной.

7.1.4 Пожаровзрывоопасность

При капитальном ремонте магистральных нефтепроводов необходимо осуществлять мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при проведении подготовительных и основных работ.

Организационные и технические меры по обеспечению пожарной безопасности при производстве работ:

1) Работы при замене дефектных участков на объектах магистральных нефтепроводов должны выполняться с соблюдением Правил пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов АО «АК «Транснефть» ВППБ 01-05-99, Правил пожарной безопасности в Российской Федерации ППБ 01-03.

2) В соответствии с Положением о разграничении ответственности при проведении плановых работ на линейной части магистральных нефтепроводов ответственность за производство огневых работ возлагается на главного инженера ЛПДС.

3) Все работники, занятые на ремонтных работах на линейной части магистральных нефтепроводов, должны пройти противопожарный инструктаж и сдать зачет по пожарно-техническому минимуму, знать и выполнять инструкции по пожарной безопасности на рабочем месте, уметь пользоваться первичными средствами пожаротушения.

4) Проведение огневых работ при замене дефектного участка осуществляется согласно настоящего ППР, по нарядам-допускам, оформленных в соответствии с Регламентом.

					Социальная ответственность	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5) На месте производства работ устанавливается противопожарный режим, определяются места размещения и допустимое количество горючих материалов, порядок проведения огневых работ.

6) Автомобили, спецтехника, оборудование и механизмы, а также технические средства, не используемые при работе, следует располагать по отношению к земляным амбарам и ремонтному котловану с наветренной стороны на расстоянии, не ближе 100 м.

7) Освещение рабочих площадок должно производиться светильниками и прожекторами во взрывозащитном исполнении.

8) При проведении работ по замене дефектных участков на объектах магистральных нефтепроводов должно быть обеспечено круглосуточное дежурство пожарного расчета на автоцистерне.

7.2 Экологическая безопасность

Безопасность окружающей среды при эксплуатации магистрального нефтепровода должна обеспечиваться отсутствием неконтролируемых утечек нефти. В процессе откачки, закачки нефтепровода должны быть исключены негативные воздействия на окружающую среду.

Защита атмосферы

При повреждении нефтепроводов выделяются различные токсичные вещества. Основными загрязнителями атмосферы являются продукты испарения нефти и нефтепродуктов, аммиак, этилен, ацетилен, а также продукты сгорания перекачиваемых углеводородных смесей. Все эти загрязнения относятся к локальным и временным, так как они рассеиваются под воздействием воздушных потоков.

Загрязнение приземного слоя атмосферы оказывает существенное отрицательное влияние на человека и растительность вследствие

					Социальная ответственность	Лист
						119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

общетоксического действия перечисленных ингредиентов. Особую опасность представляет загрязнение воздуха вблизи населенных пунктов.

В отличие от средней полосы загрязнение воздуха в районах Крайнего Севера оказывает более сильное воздействие на природу даже при прочих равных условиях. Растительный покров в этих районах находится в крайне неблагоприятных климатических условиях. Поэтому всякое воздействие, в том числе и загрязнение воздуха, может привести к угнетению растительного покрова.

Защита гидросферы

Значительное отрицательное воздействие на гидросферу оказывают разливы нефти, которые могут быть связаны с несоблюдением норм технической безопасности, а так же в связи со стихийными бедствиями.^[6]

При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену, вследствие чего приносит значительный ущерб живущим организмам.

Основным методом считается механический. Большая эффективность этого метода достигается в начале разлива, когда толщина нефтяного слоя остается большой.

Термический метод основан на выжигании слоя нефти.

Физико-химический использование диспергентов и сорбентов. Сорбенты при соприкосновении с нефтью впитывают её, образуя комья до максимума насыщенного нефтью.

Биологический применяется после физико-химического и механического метода, когда толщина слоя не менее 0,1 мм. В основе лежит окисление углеводорода или биохимических препаратов.

Защита литосферы

					Социальная ответственность	Лист
						120
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Загрязнение почв нефтью приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижается продуктивность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды.

Земельные участки, отведенные в постоянное пользование, благоустраиваются с использованием предварительно снятого почвенно-растительного слоя. Земли, передаваемые во временное пользование, подлежат восстановлению (рекультивации). Земельные участки приводятся в пригодное для использования по назначению состояние в ходе работ, а при невозможности этого не позднее, чем в течение года после завершения работ.

Строительные работы в связи с требованиями лесного хозяйства обязаны:

- обеспечить минимальное повреждение почв, травянистой и моховой растительности;
- произвести очистку лесосек и ликвидировать порубочные остатки;

7.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например: паводковые наводнения, лесные пожары, террористические акты и др.

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям.

Возможными причинами аварий могут быть:

- ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;

					Социальная ответственность	Лист
						121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах при капитальном ремонте магистрального нефтепровода. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера.

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применить следующие меры безопасности: перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором проверяется уровень загазованности воздушной среды, при этом содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно – допустимой концентрации по санитарным нормам; работа разрешается только после устранения опасных условий, в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию.

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Нормальная продолжительность рабочего времени работников организаций не может превышать 40 часов в неделю.^[3]

Продолжительность рабочего времени при суммированном учете рабочего времени (в том числе и при вахтовом методе работ) должна быть не более 12 часов в сутки при условии, что продолжительность рабочего времени не превышает нормального числа рабочих часов за учетный период.

В каждом рабочем году работник имеет право на ежегодный основной оплачиваемый отпуск продолжительностью 28 календарных дней с сохранением места работы (должности) и среднего заработка.

К ремонтным работам допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие: медицинское освидетельствование при приеме или периодический медицинский осмотр в соответствии с приказом

					Социальная ответственность	Лист
						122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Министерства здравоохранения; обучение по специальности в учебно-курсовом комбинате; вводный инструктаж по охране труда; специальное обучение по охране труда и проверку знаний постоянно-действующей комиссией в установленном на предприятии порядке; инструктаж на рабочем месте.

					Социальная ответственность	Лист
						123
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были рассмотрены различные технологии раскачки нефтепровода, а также последовательность выполняемых операций по каждой из технологий. Проведен расчет толщины стенки нефтепровода номинальным диаметром 530 мм и его расчет на прочность и устойчивость.

Для выбранного участка магистрального нефтепровода, на котором должны были проводиться работы по откачке, выбраны две технологии. Для обоих методов были показаны схемы расстановок оборудования и техники. Рассчитаны время и объем откачиваемой нефти по каждому из методов.

На основании полученных результатов, технология раскачки МН за запорную арматуру в РП НПС была рекомендована как наиболее выгодный вариант, с точки зрения временных и денежных затрат. Технология раскачки МН во временные емкости стала альтернативной (резервной), как наименее выгодная.

					Технология проведения капитального ремонта участка магистрального нефтепровода с применением альтернативных методов раскачки			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кривец В.Д.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.						124
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Норма герметичности затвора;
2. ГОСТ 12.0.002-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Термины и определения;
3. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;
4. ГОСТ 12.2.007.0-75 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности;
5. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования классификация;
6. ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений;
7. ГОСТ 380-2005 Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки;
8. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия;
9. ГОСТ Р 22.0.02-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения;
10. ГОСТ Р 57512-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения;
11. ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды;
12. СП 36.13330.2012 Свод правил «СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы»;

					Технология проведения капитального ремонта участка магистрального нефтепровода с применением альтернативных методов раскочки			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кривец В.Д.			Список литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.						125
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр. 2Б5А		

13. РД 39-00147105-015-98 Правила капитального ремонта магистральных трубопроводов;
14. РД 153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов
15. РД-01.120.00-КТН-228-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения;
16. РД-23.040.00-КТН-011-11 Классификатор дефектов магистральных и технологических трубопроводов;
17. РД-23.040.00-КТН-140-11 Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных трубопроводов и нефтепродуктопроводов;
18. РД-75.180.00-КТН-155-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Методика расчета объемов и времени освобождения от нефти участков магистральных нефтепроводов для проведения плановых работ;
19. РД-23.040.00-КТН-064-18 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Вырезка и врезка катушек, соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры. Подключение участков магистрального трубопровода;
20. РД-75.180.00-КТН-227-16 «Технология освобождения трубопроводов от нефти/нефтепродуктов и заполнения после окончания ремонтных работ»;
21. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности;
22. ОР-03.100.50-КТН-005-13 Технологическое управление и контроль за работой магистральных трубопроводов;
23. ОР-03.100.50-КТН-221-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Технологическое управление и контроль за работой магистральных нефтепродуктопроводов. Организация и порядок проведения работ;

					Список литературы	Лист
						126
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

24. ОР-13.020.30-КТН-138-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Производственный эколого-аналитический контроль за состоянием компонентов окружающей среды. Порядок планирования и организации работ;

25. ОР-91.010.30-КТН-111-12 Порядок разработки проектов производства работ на строительство, техническое перевооружение и реконструкцию объектов магистральных трубопроводов и нефтепродуктопроводов.

					Список литературы	Лист
						127
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		