



Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.04.01. «Нефтегазовое дело»

Отделение нефтегазового дела

Профиль: «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы

Повышение эффективности трубопроводного транспорта высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера

УДК 622.692.4(211-17)

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Иванова Айлана Аяновна		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никulichиков Виктор Кенсоринович	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Консультант-лингвист:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Айкина Татьяна Юрьевна	к.ф.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н.		



ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

21.04.01 Нефтегазовое дело. Образовательная программа: «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области трубопроводного транспорта углеводородов
ПК(У)-2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в трубопроводном транспорте нефти и газа
ПК(У)-3	Способность оценивать экономическую эффективность инновационных решений в области трубопроводного транспорта углеводородов
ПК(У)-4	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
ПК(У)-5	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности
ПК(У)-6	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
ПК(У)-7	Способность применять современные программные комплексы для проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности



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

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.04.01. «Нефтегазовое дело»

Отделение нефтегазового дела

Профиль: «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ А.В.Шадрина

(подпись)

(дата)

(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

_____ магистра

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ11	Ивановой Айлане Аяновне

Тема работы:

Повышение эффективности трубопроводного транспорта высоковязких нефтей в условиях
Крайнего Севера

Утверждена приказом директора (дата, номер)

№37-59/с 06.02.2023г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

08.06.2023г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования является участок нефтепровода ██████████</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования,</i></p>	<p>Провести анализ различных методов транспортировки высоковязких нефтей, возможность их применения для условий Крайнего Севера. Расчет эффективности применения депрессорной присадки на объекте трубопроводного транспорта ██████████ ██████████ Заключение и выводы по работе. Разработка разделов «Финансовый менеджмент,</p>

конструирования выполненной дополнительной разработке; обсуждение результатов работы; наименование разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	ресурсоэффективность и ресурсосбережение», «Социальная ответственность».
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф Ирина Валерьевна, профессор, д.э.н.
«Социальная ответственность»	Сечин Андрей Александрович, доцент, к.т.н.
Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШПИБ	Айкина Татьяна Юрьевна, доцент, к.ф.н.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Разделы на русском языке: реферат, введение, заключение, разделы 1-5.	
Разделы на английском языке: приложение А.	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	06.02.2023г.
---	--------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков Виктор Кенсоринович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Иванова Айлана Аяновна		



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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01. «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела
Профиль: «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»
Период выполнения: (осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года)

Форма представления работы:

выпускная квалификационная работа магистра
--

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	08.06.2023г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.02.2023	Обзор литературы	10
28.02.2023	Анализ объекта исследования	10
15.03.2023	Исследования методов ремонта газопроводов	15
21.04.2023	Разработка мероприятий по повышению надежности газопровода	15
04.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
12.05.2023	Социальная ответственность	10
16.05.2023	Раздел на иностранном языке	10
20.05.2023	Заключение	10
27.05.2023	Презентация	5
ИТОГО:		100

Составил руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков Виктор Кенсоринович	к.т.н.		

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н.		



ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО		
2БМ11	Иванова Айлана Аяновна		
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01. Нефтегазовое дело «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости материально-технических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение мероприятий по вводу депрессорной присадки в трубопровод.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	ВНТП 3-85
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 18.03.2023
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование перспективности установки по вводу депрессорной присадки.
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет доходов и затрат при транспорте нефти с депрессорными присадками.
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка экономической эффективности от внедрения и эксплуатации трубопровода с депрессорной присадкой.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.2023г.
--	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	Д.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Иванова Айлана Аяновна		

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY  **ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ**
ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2БМ11	ФИО Иванова Айлана Аяновна		
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01. Нефтегазовое дело «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

Тема ВКР:

«Повышение эффективности трубопроводного транспорта высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования: участок нефтепровода [REDACTED]</p> <p>Область применения: транспортировка высоковязкой нефти в условиях Крайнего Севера.</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – РД 153-39.4-056.00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов; – Приказ Ростехнадзора от 11.12.2020 N 517 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов»; – Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ; – Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.04.2021); – РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов; – ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; – повышенный уровень шума; – повышенный уровень вибрации; – повышенная загазованность воздуха рабочей среды <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – подвижные части производственного

	оборудования; – электрический ток.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	При эксплуатации участка нефтепровода ██████████ проанализировать: – воздействие объекта на атмосферу (выбросы);
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	– анализ возможности возникновения чрезвычайных ситуаций на объекте; – разработка и предложение мер по предупреждению ЧС; – действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику 06.02.2023г.	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Иванова Айлана Аяновна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 131 с, 30 рис., 20 таб., 50 источников, прил 1.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, нефтепровод, Крайний Север, реологические характеристики, депрессорная присадка.

Объектом исследования являются различные методы перекачки нефти высокой вязкости по трубопроводу в условиях Крайнего Севера.

Цель работы – разработка решений, направленных на повышение эффективности трубопроводного транспорта Крайнего Севера.

В процессе работы проведен анализ различных методов транспортировки высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера. Выполнен расчет эффективности применения депрессорных присадок, на рассматриваемом трубопроводе.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Повышение эффективности трубопроводного транспорта высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера			
Разраб.		Иванова А.А.			<i>Реферат</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К					9	131
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Гр.2БМ11		
Рук-ль ООП.		Шадрина А.В						

Определения, обозначения и сокращения

В данной выпускной квалификационной работе были применены следующие термины и определения:

Депрессорная присадка — это химические реагенты, препятствующие росту вязкости нефти и нефтепродуктов при их охлаждении, а также снижающих температуру их застывания.

Асфальтосмолопарафиновые отложения — это тяжелые компоненты нефти, отлагающиеся на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования и затрудняющие её добычу, транспорт и хранение.

Турбулентный режим течения жидкости — это режим течения, при котором частицы жидкости перемещаются по случайным траекториям, имеющим неопределенную, случайную пространственную форму. ламинарный режим течения: Такой режим течения, при котором частицы жидкости перемещаются по траекториям, направленным вдоль общего основного течения, без поперечного перемещения; пульсации давления и скорости.

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

Поверхностно-активные вещества — Химические соединения, которые, концентрируясь на поверхности раздела фаз, вызывают снижение поверхностного натяжения.

Противотурбулентная присадка — раствор, позволяющий уменьшить турбулентность в пристеночной области, в результате чего уменьшается

					<i>Повышение эффективности трубопроводного транспорта высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Иванова А.А.</i>			<i>Определения, обозначения, сокращения</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никкульчиков В.К.</i>					10	131
<i>Консульт.</i>						<i>Отделение нефтегазового дела</i>		
<i>Рук-ль ООП.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>				<i>Гр.2БМ11</i>		

гидравлическое сопротивление линейной части (ЛЧ) и, как следствие, потери напора на трения.

Реологические свойства жидкостей — Свойства жидкостей, от которых зависит характер их течения.

В настоящей выпускной квалификационной работе применены следующие сокращения:

АСПО –асфальтосмолопарафиновые отложения;

АСВ –асфальтосмолистые вещества;

УВ–углеводороды;

ПН-парафинистая нефть;

БД –база данных;

ГПС -головная перекачивающая станция;

ПАВ –поверхностно активные вещества;

ГНС –головная насосная станция;

ПНС –подпорная насосная станция;

КПД -коэффициент полезного действия;

НПС –нефтеперекачивающая станция;

МТ – магистральный трубопровод;

ПТП – противотурбулентная присадка;

ММГ– многолетнемерзлый грунт;

ЭГП экзогенные геологические процессы;

ПК программный комплекс.

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	15
1. ОСОБЕННОСТИ ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ	17
1.1. Перспективы добычи и транспортировки высоковязких нефтей.....	17
1.3 Исследование проблем трубопроводного транспорта высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера с точки зрения обеспечения безопасности и надежности эксплуатации.....	26
1.4. Физико-географическая характеристика объекта.....	28
2 АНАЛИЗ СПОСОБОВ ТРАНСПОРТИРОВКИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА	35
2.1 Неизотермические способы	37
2.1.1 «Горячая перекачка»	37
2.1.2 Электрический прогрев нефтепровода.....	39
2.2 Изотермические способы	42
2.2.1 Транспорт высоковязких нефтей в потоке носителя	42
2.2.2 Механические воздействия на нефть.	43
2.2.3 Термообработка высоковязких нефтей.	45
2.2.4 Транспорт газонасыщенных нефтей.....	47
2.2.5 Применение депрессорных присадок для транспортировки высоковязких нефтей.	49
2.2.6 Гидроперекачка высоковязких нефтей	52
2.2.7 Перекачка нефти с углеводородным разбавителем.....	55
2.2.8 Противотурбулентные присадки	56
2.3 Анализ депрессорных присадок.	60
2.3.1 Опыт применения присадок в условиях Крайнего Севера.	64
2.3.2 Установки для ввода депрессорных присадок.....	66
2.3.3. Технология обработки депрессорной присадкой по всему объему транспортируемой нефти.....	66
2.3.4 Технология обработки пристенного кольцевого слоя.....	68
3 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	71

					<i>Повышение эффективности трубопроводного транспорта высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Иванова А.А.</i>			Содержание		
<i>Руковод.</i>		<i>Никульчиков В.К</i>					
<i>Консульт.</i>							
<i>Рук-ль ООП.</i>		<i>Шадрина А.В</i>					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
					12	131	
					Отделение нефтегазового дела Гр.2БМ11		

3.1	Определение толщины стенки трубопровода	71
3.2	Расчет потерь давления и напора на трение при перекачке высоковязкой нефти без добавления депрессорной присадки	74
3.3	Расчет потерь давления и напора при перекачке высоковязкой нефти с добавлением депрессорной присадки	76
3.4	Расчет потерь напора в ПК «Ansys»	79
4.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ..	84
4.1.	Обоснование применения депрессорных присадок	84
4.2.	Оценка экономической эффективности от реализации проекта	84
5.	Социальная ответственность	88
5.1.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	88
5.2	Производственная безопасность	90
5.2.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	91
5.2.1.1	Отклонение показателей микроклимата рабочего помещения	91
5.2.1.2	Меры по обеспечению благоприятного микроклимата:	91
5.2.1.3	Организация работ на открытом воздухе:.....	92
5.2.1.4	Повышенный уровень шума на рабочем месте	93
5.2.1.5	Повышенный уровень вибрации	94
5.2.1.6	Тяжесть и напряженность физического труда	94
5.2.1.7	Повреждения в результате контакта с животными	95
5.2.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	96
5.2.2.1	Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	96
5.2.2.2	Поражение электрическим током	97
5.2.2.3	Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов ..	98
5.3	Экологическая безопасность.....	99
5.3.1	Воздействие на атмосферу	99
5.3.2	Воздействие на литосферу	99
5.3.3	Воздействие на гидросферу	100
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	101
5.4.1	Оценка степени загрязнения земель при аварийном разливе нефти	102
5.4.2	Очистка и рекультивация земель после аварийного разлива нефти	104

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	105
5.6 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	105
5.6.1 Особенности организации работы.....	106
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	108
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	109

ВВЕДЕНИЕ

За последнее время можно наблюдать, как в нашем мире происходит видимое увеличение месторождений, где запасы нефти можно назвать трудно извлекаемыми. Большинство таких месторождений находится на территории Крайнего Севера, они являются практически неиспользованными, разработка и добыча энергетических ресурсов с таких трудноизвлекаемых залежей требует новых и нетрадиционных методов добычи, сбора, транспортировки и переработки нефти.

Нефть, добываемая с таких месторождений, характеризуется высоким содержанием парафина и асфальто-смолистых веществ, что существенно повышают вязкость транспортируемого продукта. От характеристик нефти зависит пропускная способность и экономическая целесообразность. Из этого стоит сделать вывод, что при разработке нефтяных месторождений в северных регионах, где преобладают низкие температуры, энергетические затраты на перекачку добываемой нефти увеличивают её стоимость, а также вязкость флюида может вызвать некоторые проблемы, что его транспорт может стать невозможным.

Использование традиционных методов добычи для получения такой высоковязкой нефти приводит к снижению объемов извлекаемого продукта и потере ценных вторичных компонентов. Транспортировка такого типа нефти имеет ряд недостатков, включая ускоренный износ оборудования, серьезные нарушения в технологических процессах и ухудшение экологической ситуации из-за возрастающего числа аварий. Все эти факторы акцентируют внимание на необходимости улучшения эффективности процесса транспортировки высоковязкой нефти, применяя специализированные технологии.

					<i>Повышение эффективности трубопроводного транспорта высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Иванова А.А.</i>			<i>Введение</i>			
<i>Руковод.</i>		<i>Никульчиков В.К.</i>					15	131
<i>Консульт.</i>						<i>Отделение нефтегазового дела Гр.2БМ11</i>		
<i>Рук-ль ООП.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

1. ОСОБЕННОСТИ ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

1.1. Перспективы добычи и транспортировки высоковязких нефтей

Для ряда стран, занимающихся добычей нефти, включая Россию, одной из критически важных частей сырьевой базы нефтяной индустрии являются запасы тяжелых высоковязких и битуминозных нефтей. Оценки специалистов показывают, что запасы высоковязкой нефти достигают примерно одного триллиона тонн, что почти в 5 раз превышает запасы нефти с низкой и средней вязкостью, которых оценивается примерно в 162,3 млрд. тонн.

В обозримом будущем глобальные энергетические требования будут продолжать увеличиваться, что вынуждает поиск новых источников энергии и сырья. Высоковязкая нефть становится все более привлекательной, несмотря на сложности, связанные с ее добычей и транспортировкой.

Высоковязкая нефть, также известная как битум или смола, характеризуется высоким содержанием тяжелых углеводородов. Она имеет более высокую вязкость по сравнению с традиционной нефтью, что создает проблемы при ее добыче и транспортировке.

С технологической точки зрения, добыча и транспортировка высоковязких нефтей представляют собой значительные вызовы. Добыча такой нефти требует более сложных и дорогостоящих технологий, поскольку обычные методы, такие как применение давления, неэффективны из-за высокой вязкости сырья. Вместо этого используются термические методы, такие как пароинжекции, чтобы снизить вязкость и облегчить добычу.

Транспортировка высоковязких нефтей также представляет собой сложную проблему. Нефть требует нагрева для снижения вязкости, что делает транспортировку дорогостоящей и энергоемкой. Однако исследования в области добавок и смесей, которые могут снижать вязкость нефти, обещают значительно облегчить процесс транспортировки.

					<i>Повышение эффективности трубопроводного транспорта высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Иванова А.А.</i>			<i>Особенности транспорта высоковязких нефтей</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никольчиков В.К.</i>					17	131
<i>Консульт.</i>						<i>Отделение нефтегазового дела</i>		
<i>Рук-ль ООП.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>				<i>Гр.2БМ11</i>		

предварительное обогрвание нефти, использование теплоизоляции в трубопроводах и использование химических добавок для уменьшения вязкости нефти.

3. Интеграция цифровых технологий: Цифровизация и внедрение Интернета вещей могут предоставить операторам в реальном времени данные о состоянии трубопроводов, эффективности транспортировки и состоянии системы в целом, обеспечивая более быстрое принятие решений и улучшение общей эффективности.

4. Экологическая устойчивость: С учетом мировых требований к снижению выбросов углекислого газа, исследования в области чистых технологий и углеродного хранения становятся все более актуальными. Это может включать в себя усилия по сокращению выбросов парниковых газов в процессе добычи и транспортировки нефти.

5. Регулятивные меры: более жесткие регулирования могут стимулировать инновации в отрасли, приводя к разработке новых, более эффективных и экологически чистых методов добычи и транспортировки нефти.

1.2. Реологические свойства высоковязких нефтей

Реологические свойства высоковязких нефтей относятся к их способности к деформации и потоку в ответ на приложенные напряжения. Эти свойства включают вязкость, эластичность и пластичность.

Высоковязкая нефть имеет большую внутреннюю сопротивляемость потоку, что означает, что для перемещения этого типа нефти требуется больше энергии. Она также склонна к образованию парафина и асфальтенов, которые могут увеличивать вязкость и вызывать проблемы при транспортировке и обработке.

Важно отметить, что реологические свойства высоковязких нефтей могут изменяться в зависимости от температуры, давления и других условий. При повышенных температурах, например, вязкость обычно уменьшается, что облегчает транспортировку и переработку нефти.

					<i>Особенности транспорта высоковязких нефтей</i>	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

Существует химическая и технологическая классификация нефти. Так же она подразделяется на классы, типы группы и виду по физико-химическим свойствам, степени подготовки, содержанию сероводорода и лёгких меркаптанов.

Нефть по технологической классификации подразделяется на классы по содержанию серы:

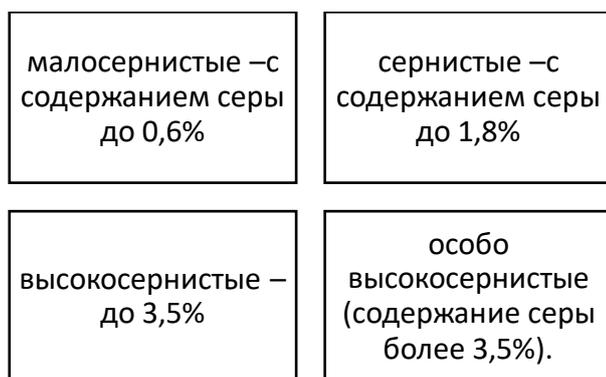


Рис.1.2.1 Технологическая классификация нефти

Нефть, в зависимости от плотности подразделяется на 5 типов:



Рис.1.2.2 Классификация нефти по плотности

Степень подготовки нефти характеризуют группы, а содержание меркаптанов- виды.

На групповом составе нефтей основана химическая классификация:



Рис.1.2.3 Химическая классификация нефтей.

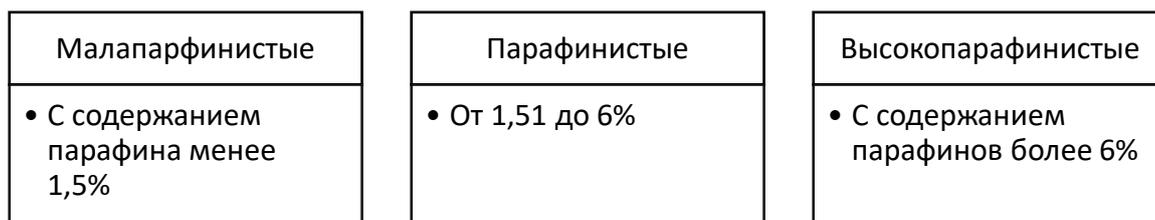


Рис.1.2.4 Классификация нефтей по содержанию парафинов.

По содержанию асфальтосмолистых веществ (АСВ) различают:

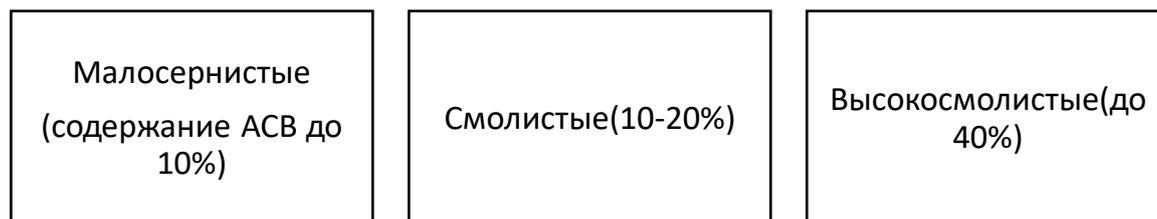


Рис.1.2.5 Классификация нефтей по содержанию АСВ.

Существует 2 класса жидкостей: ньютоновская и неньютоновская жидкость. Ньютоновские жидкости включают воду, легкие нефтепродукты, малопарафинистую нефть и высокотемпературную парафиновую нефть. Но несмотря на различия у таких жидкостей есть общая особенность, а именно вид, при котором напряжение силы трения на поверхности контакта слоя жидкости-напряжение сдвига τ зависит от градиента скорости по некоторому радиусу $d\omega/dr$ (скорости сдвига).

Кривая течения жидкости (рис 1.2.6)

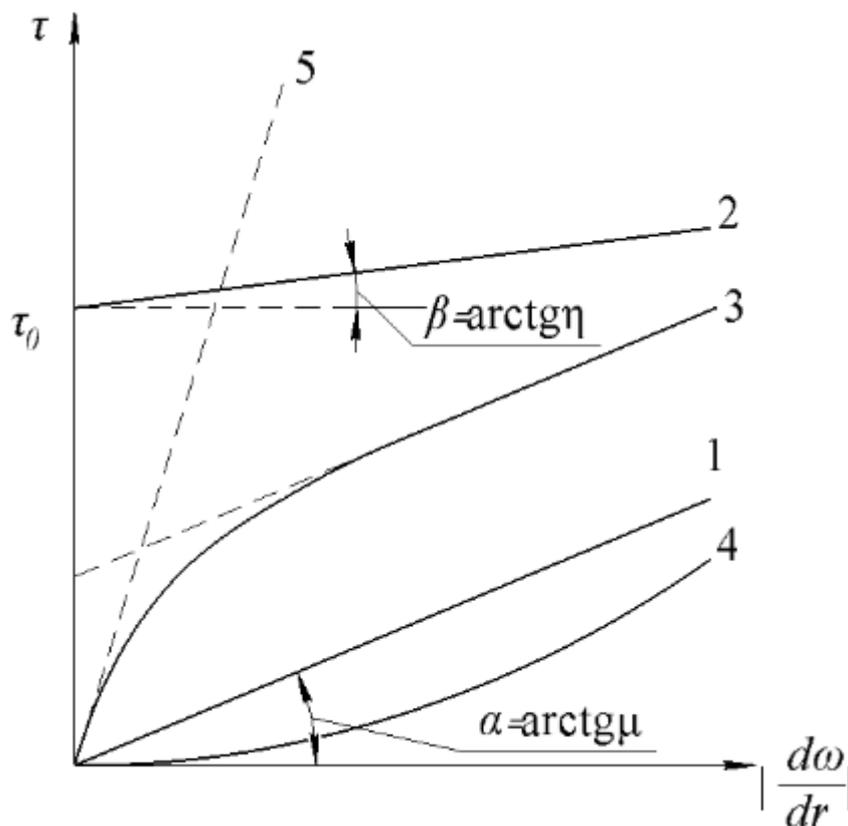


Рисунок 1.2.6 – Зависимость напряжения сдвига от скорости для различных жидкостей:

1,5- ньютоновских; 2- вязкопластичных (бингамовских); 3- псевдопластичных; 4- дилатантных

В рассмотрении свойств ньютоновских жидкостей следует уделить особое внимание важному элементу - кривой течения. Она начинается от точки, обозначающей старт координат, и имеет прямую форму. Эта кривая иллюстрирует взаимосвязь внутри системы и представляет собой важный фактор в рамках уравнения Ньютона:

$$\tau = \mu \cdot \left| \frac{d\omega}{dr} \right| \quad (1.2.1)$$

В данном уравнении динамическая вязкость, обозначаемая как μ , играет ключевую роль. Она определяет угол наклона кривой течения (на рисунке 1.1.6 представлено графическое изображение этого угла), выступая в роли коэффициента пропорциональности.

При изучении распределения касательных напряжений по сечению трубопровода можно использовать следующие зависимости: $\tau = 0$ в центре (на

оси) и $\tau = \tau_{max}$ у стенок трубы.

Стоит отметить, что большинство жидкостей относятся к классу неньютоновских. Это группа жидкостей, для которых кривая течения не соответствует кривым 1 и 5 на рисунке 1.2.6.

Неньютоновские жидкости могут быть разделены на следующие подгруппы:

- вязкопластичные, или так называемые бингамовские;
- псевдопластичные;
- дилатантные.

На рисунке 1.2.6 показаны кривые течения неньютоновских жидкостей, вязкопластичные -2, псевдопластичные-3, дилатантные-4.

Изображение 1.2.6 ясно иллюстрирует, что для начала течения бингамовских жидкостей необходимо создать определенное уровень напряжения, обозначаемое как τ_0 , и упоминаемое как исходное сдвиговое движение. При степени напряжения, которая ниже этого значения, такие жидкости демонстрируют свойства, сходные с твердыми телами, тогда как при более высоких значениях они ведут себя подобно ньютоновским жидкостям, у которых сдвиговое напряжение равно $\tau - \tau_0$. Эта связь между напряжением и скоростью сдвига для вязкопластичных жидкостей описывается уравнением Шведова-Бенгама.

$$\tau = \tau_0 + \eta \cdot \left| \frac{d\omega}{dr} \right| \quad (1.2.2)$$

где η – вязкость пластическая (аналог динамической вязкости при $\tau_0 \neq 0$).

Часто применяемые для описания псевдопластичных и дилатантных жидкостей степенные функции позволяют иллюстрировать кривые течения и зависимость напряжения от скорости деформации. Константы в этих функциях, обозначаемые как K и n , задаются в соответствии с особенностями определенной жидкости, которую необходимо описать:

$$\tau = K \cdot \left| \frac{d\omega}{dr} \right|^n \quad (1.2.3)$$

Здесь K и n являются постоянными для заданной жидкости. K

связывается с консистентностью, а n представляет индекс текучести. Исходя из данных рисунка 1.2.6, у псевдопластиков индекс течения n меньше единицы, в то время как у дилатантных жидкостей n превышает единицу, что отражает особенности их кривых течения. В определенных условиях уравнение Шведова-Бингама (1.2.2) может преобразоваться в уравнение для кривой течения ньютоновских жидкостей (1.2.1), если $n=1$, и K равно μ . Это служит основанием для интерпретации физического содержания этих коэффициентов. K в данном контексте обозначает параметр, связанный с вязкостью жидкости, а n используется для определения степени отклонения жидкости от ньютоновского поведения. Согласно информации, представленной на рисунке 1.2.6, кривые течения типов 2 и 3 являются характерными для нефтей и нефтепродуктов, содержащих парафин. Оценка реологических параметров нефти включает в себя учет начального напряжения сдвига, вязкости, параметров консистентности и индекса течения.

Содержание в нефти смол и асфальтенов повышают вязкость и ускоряют процесс структурообразования, когда температура понижается.

Образование структур, а также появление неньютоновских свойств происходит из-за содержания в нефти парафина.

Его кристаллы, при низкой температуре образуют некую сетку пространственной структуры коагуляционного типа, иммобилизирующую жидкую фазу. Из этого следует, что нефть обретает свойства систем называемых гелеобразными. Если у нефти дальше будет снижаться температура, то она станет неподвижной, то есть это приведет к застыванию нефти. Процесс структурообразования смещается в сторону высоких температур и реологические свойства нефти ухудшаются, эти процессы означают, что в нефти повысилось содержание парафина.

Смолы — это высокомолекулярные (600-1200 и более), поверхностно-активные вещества, обладающие высокой полярностью, содержащие помимо углерода и водорода кислород, серу и азот. Асфальтены также высокомолекулярные компоненты, являются твердым аморфным веществом,

					<i>Особенности транспорта высоковязких нефтей</i>	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

цвет обычно- темный, по структуре похожи на нефтяную смолу, но их молекулярная масса выше в 2 раза, чем у смол и равняется в среднем от 1000-5000. Примерное содержание смол и асфальтенов в нефтях может достигать до 20-50%. Плотность асфальтена и смолы превышает или равняется 1.

Так же образованию кристаллической структуры препятствуют смолы и асфальтены, адсорбируясь на гранях кристаллов. Есть такие смолы, которые проявляют объемное действие, что образуют некие смешанные кристаллы, структуру которых они изменяют. Распределение смол происходит между 2 фазами, где происходит разуплотнение кристаллических решеток, что изменяет строение кристаллов парафина. Но несмотря на это высокое содержание смол и асфальтенов в нефти, могут препятствовать образованию структур, то есть увеличивают ее вязкость.

Таким образом асфальтены и смолы, которые в малом количестве содержатся в нефти, становятся депрессорами, а также имеется такой фактор, который повышает вязкость нефти, когда содержание высокомолекулярных веществ высокое.

Многие российские месторождения являются малопарафинистыми и высокосмолистыми. Чтобы избежать трудности, встречающиеся при транспортировке нефтей такого класса, следует разработать и использовать технологии, которые будут оптимизировать реологические свойства высоковязких нефтей, что приведет к повышению экономической эффективности.

3. **Проблемы с обслуживанием и ремонтом:** доступность объектов для технического обслуживания и ремонта на Крайнем Севере ограничена из-за суровых климатических условий и удаленности от населенных пунктов. Это усложняет оперативное обнаружение и устранение неисправностей и повышает риск аварий.

4. **Экологические риски:** при любых утечках нефти в условиях Крайнего Севера процесс восстановления окружающей среды исключительно затруднен. Природа Севера очень уязвима и ее восстановление занимает значительное время. В условиях Крайнего Севера последствия утечки нефти могут быть особенно катастрофическими из-за чувствительности экосистемы региона. Поэтому исключительно важно применять передовые технологии для обеспечения максимальной надежности трубопроводной системы, предотвращения утечек и быстрого реагирования на любые инциденты.

5. **Проблема энергообеспечения:** обеспечение необходимой мощности для подогрева нефти и работы насосных станций в удаленных и труднодоступных местах является сложной задачей.

Для решения перечисленных проблем необходимо использование современных технологий и материалов, обеспечение регулярного технического обслуживания и ремонта, а также строгое соблюдение всех экологических и безопасностных стандартов.

1.4. Физико-географическая характеристика объекта

К районам Крайнего Севера относятся вся Республика (Саха) Якутия. (входит в перечень в связи с постановлением от 10 ноября 1967 года №1029)

_____ расположено в Ленском и Мирнинских районах Республики Саха (Якутия), в 170 км к западу от города Ленск и в 240 км к юго-западу от города Мирный. Главной транспортной магистралью региона является река Лена, которая протекает в 120 км к юго-юго-востоку от месторождения. Города Мирный и Ленск являются основными промышленными центрами Республики Саха (Якутия). На месторождении нет населенных пунктов. Ближайшие крупные населенные пункты-Витим (130 км к югу) и Передуй (115 км к юго-юго-востоку) на левом берегу реки Лены.

Нефтегазовое месторождение находится в рамках Непско-Ботуобинской нефтегазовой области, точнее, на северо-восточной границе Непско-Пеледуйского свода Непско-Ботуобинской антеклизы. Месторождение _____ в свою очередь, расположено в районе Непского свода на южном краю Сибирской платформы.

Эта зона принадлежит к Непско-Ботуобинской нефтегазовой области, которая является частью Лено-Тунгусской нефтегазовой провинции и известна своими обширными исследованными запасами углеводородов и ожидаемыми ресурсами, согласно нефтегеологическому зонированию. В этой нефтегазовой провинции располагаются такие значимые месторождения как Верхнечонское, Среднеботуобинское, Талаканское и _____

Месторождение является многопластовым. Продуктивны –терригенные отложения венда. Месторождение по запасам УВС относится к уникальным. В настоящее время на _____ завершены опытно-промышленные работы на нефтяной оторочке ботуобинского горизонта, идет масштабное разбуривание газовых залежей в трех горизонтах. _____ месторождение отнесено к крупной неантиклинальной ловушке в северо-восточной части Непского свода, которое связано с зонами выклинивания песчаников венда. В ботуобинском и хамакинском горизонтах расположены

					Особенности транспорта высоковязких нефтей	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		28

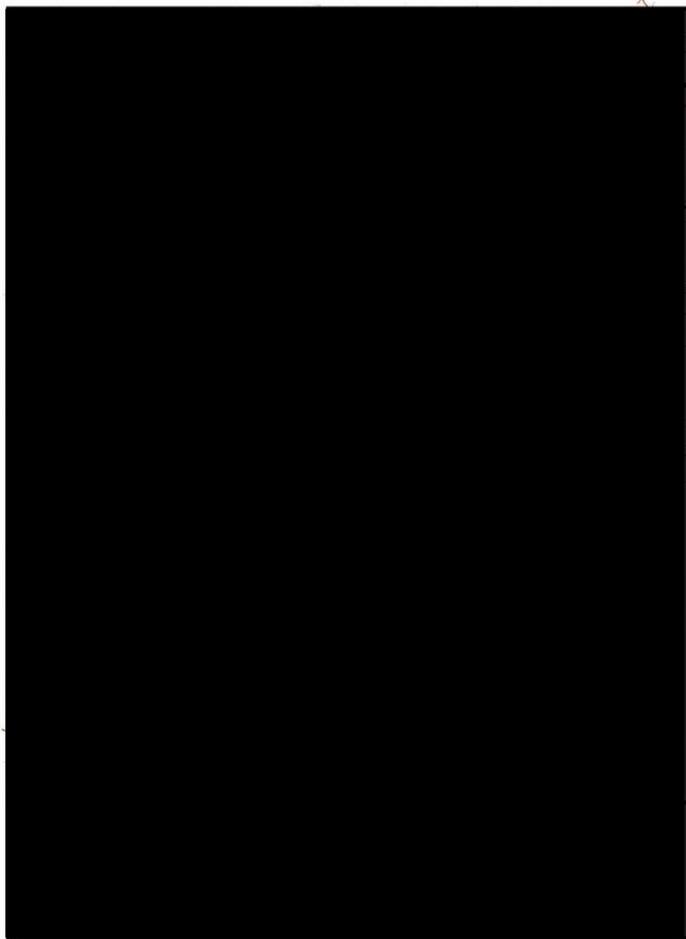


Рисунок 1.4.1–Обзорная карта южной части Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции с элементами тектоники и гидрографии.

Залежи Лено- Тунгусской нефтегазоносной провинции пластовые, тектонически и литологически экранированы. Глубина таких залежей составляет- 1450-1850 м.

[Redacted text block]

Также температура пласта является низкой (+9 С), это объясняет высоковязкость пластовой нефти, которая равна 28,79 мПа*с. Нефть выкипает в широком температурном интервале -32-540°С с остатком, равным 35,06% масс. Выход дистиллятной части (32-350 °С) составляет 41,69% масс, выход мазута (остатка выше 350 °С) -58,31 % масс. [Redacted text block]

Запущена новая система транспортировки нефти с [REDACTED] [REDACTED] в магистральный нефтепровод Восточная Сибирь — Тихий океан, которая по завершению строительства повысит пропускную способность до 1,5 млн тонн в год.

Данный трубопровод соединил установки подготовки нефти [REDACTED] [REDACTED] Нефтепровод протяженностью выше 70 км повысил и скорость, и качество транспортировки углеводородов, которые раньше перевозились с помощью автомобильного транспорта.

Нефтепровод реализован в соответствии со стандартами экологической и промышленной безопасности. Трубопровод выполнен в подземном исполнении, трубами российского производства с теплоизолирующими материалами для того, чтобы исключить негативное влияние на многолетнемерзлые грунты.

В начале и конце трубопровода обустроены устройства для запуска и приема диагностических и очистных агентов. Вертикальный нефтепровод оборудован четырьмя станциями запорной арматуры, находящимися вдоль трассы, и они оснащены дистанционно управляемыми электроприводами. Дополнительная установка расположена на соединительном узле с текущими нефтяными коммуникациями. Также были успешно проведены тесты на прочность и герметичность трубопровода.

В области транспортировки трубопровода осуществляется процесс технической и биологической восстановления земель.

В рамках проекта [REDACTED] добыча нефти была начата в ноябре 2019 года. Со временем, количество скважин в [REDACTED] достигло 17. В перспективе планируется пробурить

дополнительные 36 горизонтальных скважин, известных как "фишбон" (или "рыбья кость" на английском). Такая скважина имеет основной ствол длиной 1,6 км и шесть боковых отводов, протяженность которых достигает 840 м. Общая длина скважины превышает 8,2 км, 5,3 км из которых протянулись через продуктивные слои залежей. Этот метод существенно расширил покрытие залежей нефти и улучшил коэффициент извлечения.

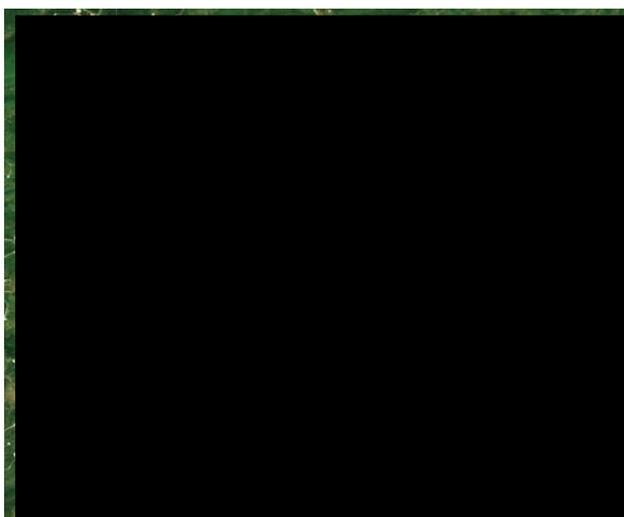


Рисунок 1.4.2-Спутниковые снимки участка, трасса нефтепровода выделена цветом.

Климатическая характеристика района расположения объекта

Исследуемый регион отличается строгим континентальным климатом, где присутствуют существенные колебания температур в течение года. Зимой мы наблюдаем экстремально низкие температуры (среднемесячная температура января около нефтепровода достигает минус 30,3 °С, с рекордным минимумом до минус 61 °С), тогда как летом температура воздуха может быть довольно высокой (среднемесячная июльская температура около трубопровода - 16,9 °С, а максимальная - до 36 °С).

Осадки на этой местности не распределены равномерно в течение года, большая часть осадков приходится на теплые месяцы (июль-август). Ветровые условия также меняются от сезона к сезону, в зависимости от циркуляции воздушных масс. Зимой преобладают умеренные северные ветра, способствующие удержанию низких температур, в то время как летом ветра обычно дуют с запада. Максимальные скорости ветра наблюдаются в мае, во

					<i>Особенности транспорта высоковязких нефтей</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31

вздутия почвы, минимальная величина холмов вздутия на таких участках составляет примерно 0,01-0,02 метра.

Чтобы выявить наиболее экономически эффективный метод транспортировки вязкой нефти, необходимо рассмотреть все доступные способы и оценить их потенциальное применение в условиях Крайнего Севера.

					<i>Особенности транспорта высоковязких нефтей</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

2 АНАЛИЗ СПОСОБОВ ТРАНСПОРТИРОВКИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

В настоящее время имеется много различных способов перекачки нефтей, обладающих высокой вязкостью, они имеют, как и преимущества, так и недостатки. Чтобы определиться с выбором надо опираться на характеристики транспортируемой жидкости, климата, протяженности, производительности геокриологических условий, в которых проложены трубопроводы.

Так же при транспортировке высоковязких нефтей трубопроводный транспорт сталкивается с различными, большинство из них имеют негативные последствия.

-Большие потери энергии на трение;

-Сложный физико-химический состав нефти высокой вязкости, а также ее неблагоприятные реологические свойства, вызывают необходимость проведения пуско-остановочных работ.

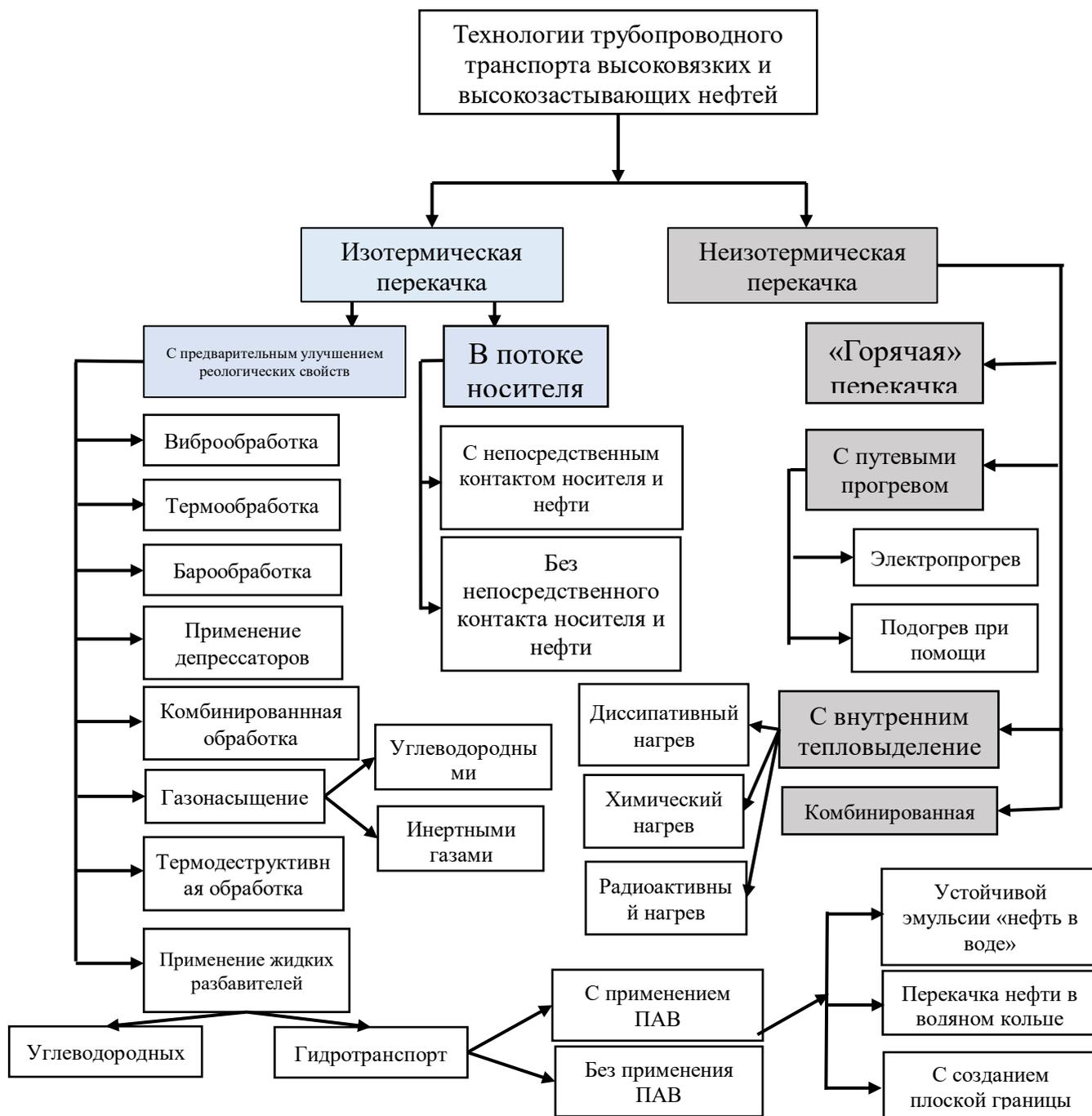
Универсальное технологическое решение, которое могло бы эффективно обслуживать все виды высоковязких и высокозастывающих нефтей в процессе транспортировки, на данный момент, к сожалению, не существует. Это означает, что определение наиболее подходящего метода транспортировки является ключевым вопросом, решение которого, безусловно, носит сложный характер. Более того, выбор должен опираться на технико-экономическое обоснование.

Существует целый ряд разнообразных подходов и методик для перемещения высоковязкой и высокозастывающей нефти через трубопроводы. Классификация этих способов наглядно представлена на рисунке 2.1[16].

Данные технологии условно делятся на 2 метода в зависимости от взаимодействия на окружающую среду: неизотермический-с изменением

					<i>Повышение эффективности трубопроводного транспорта высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Иванова А.А.</i>			<i>Анализ способов транспортировки высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера</i>		
<i>Руковод.</i>		<i>Никульчиков В.К.</i>					
<i>Консульт.</i>							
<i>Рук-ль ООП.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						35	131
					<i>Отделение нефтегазового дела Гр.2БМ11</i>		

температуры перекачиваемой среды и изотермический- без изменения



температуры.

Рис. 2.1.-Методы транспортировки высоковязких нефтей

Разнообразные факторы, включая геокриологические и климатические условия, пропускная способность и длину трубопроводной системы, а также уникальные свойства перекачиваемой нефти, оказывают существенное влияние на принятие решения о наиболее эффективной технологии для перевозки высоковязкой нефти. Таким образом, каждый отдельный случай транспортировки ставит перед транспортной компанией сложную проблему

выбора наиболее подходящего способа перемещения нефти.

2.1 Неизотермические способы

К таким способам перекачки высоковязких нефтей относятся «горячая» перекачка, электроподогрев [28].

Использование вышеперечисленных технологий в условиях Крайнего севера ограничивается некоторыми факторами: геокриологическими и природно-климатическими. В результате воздействия нагретого трубопровода при его наземной и подземной прокладке с вечномерзлым грунтом, происходит оттаивание почвы, а также происходит потеря уровня несущей способности породы [25]. Вследствие этого только при создании специальных условий перекачки возможно обеспечение экономической и экологической эффективности применения неизотермических методов перекачки в условиях Крайнего севера. Такие условия способны свести к минимуму тепловое взаимодействие трубопровода с окружающей средой, чтобы исключить возрастание гидравлического сопротивления и оттаивание несущей способности грунта, что значительно влияет на внушительные потери тепловой энергии.

В условиях экстремальных температур использование неизотермических способов перекачки для подземного трубопровода не является эффективным. Это обусловлено тем, что при снижении температуры нефтепродуктов увеличивается гидравлическое сопротивление, влекущее за собой значительные потери тепловой энергии.

2.1.1 «Горячая перекачка»

Метод "горячей" перекачки высоковязкой нефти стал универсальным и активно используется как в пределах нашей страны, так и за ее границами. Эта техника предполагает перемещение нефтепродукта, который был заранее подогрет до оптимальной температуры, и его дальнейшее поддержание в теплом состоянии во время транспортировки, когда температура начинает уменьшаться (см. рис. 2.1.1.1).

Нефть, предварительно подготовленная на месторождении, доставляется в резервуары (2) через систему трубопроводов (1). Эти

					<i>Анализ способов транспортировки высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		37

резервуары оборудованы устройствами для теплообмена, которые поддерживают необходимую температуру. Это обеспечивает возможность транспортировки данного типа нефти по магистральным трубопроводам (6) с использованием основных насосов (5,8). Затем, нефть перенаправляется в специализированное оборудование для дополнительного подогрева на месторождениях (4,7,10) и, после этого, направляется в магистральный трубопровод с помощью уже упомянутых насосов (5,8).

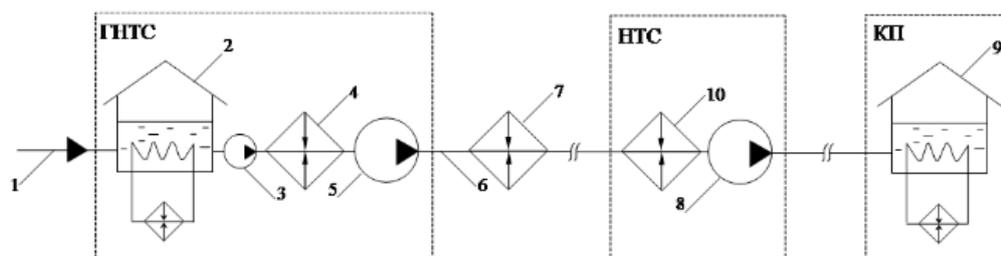


Рис. 2.1.1.1.-Технологическая схема «горячей перекачки» 1 – подводящий МТ 2, 9 –резервуары; 3 –подпорный насос; 4, 7, 10 – дополнительные пункты подогрева; 5, 8 –основные магистральные насосы; ГНТС –головная насосно-тепловая станция; НТС –насосно-тепловая станция; КП –конечный пункт

При транспортировке нефти происходит некоторый теплообмен с окружающей средой и горячим трубопроводом, а также флюид теряет нужную температуру. Для поддержки процесса транспорта, который требуется для перекачки высоковязких нефтей, появляется необходимость дополнительно подогревать ее в специальных печах (7), примерно через каждые 30-90 км. Когда нефть оказывается на следующей промежуточной нефтеперекачивающей станции (8), она еще раз подвергается нагреву и направляется в резервуары конечного пункта (9), которые также оборудованные подогревателями.

Вывод:

Преимущества	Недостатки
Простота и распространенность использования данной технологии.	Высокие затраты на электроэнергию и строительства пунктов

	термообработки.
	Из-за значительного подогрева транспортируемого продукта происходит значительная потеря энергии, которая расходуется на его нагрев.
	В течение некоторого времени происходит ухудшение реологических свойств нефти, которая была подвержена термообработке, они могут достигать значений, который нефть имела до обработки температурами.
	Негативно влияет теплота на окружающую среду, которая выделяется в процессе транспортировки.
	Требует дополнительного нагрева нефти через каждые 30-90 км.

Таблица 2.1.1.1.-Преимущества и недостатки «горячей» перекачки.

На территориях Крайнего Севера использование этого подхода становится сложным из-за наличия вечномёрзлых грунтов. Поддержка работоспособности и создание инфраструктуры для транспорта и хранения нефти обходятся дорого, учитывая требования к надежности, которые предъявляются к эксплуатируемым объектам.

2.1.2 Электрический прогрев нефтепровода

Процесс электронагрева включает в себя две ключевые технологии: прямое пропускание электрического тока через саму трубу и применение дополнительных элементов нагрева.

Первый подход заключается в подсоединении источника переменного электрического тока к изолированной секции трубопровода. Когда электрический ток проходит через трубопровод, происходит генерация тепла, которое увеличивает температуру как самого трубопровода, так и перекачиваемого через него продукта. Источниками питания обычно служат однофазные трансформаторы, причем один источник способен обслуживать до 1200 метров трубопровода. Если необходимо нагревать более длинный

участок трубопровода, он разделяется на отдельные секции, каждая из которых питается индивидуально. Очевидно, это приводит к увеличению общих затрат из-за увеличения количества точек питания и соединительных кабелей[**Error! Reference source not found.**].

Второй метод включает использование вспомогательного нагревательного трубопровода меньшего диаметра, внутри которого пролегает тепловой кабель с теплостойкой изоляцией. Этот дополнительный трубопровод соединяется сваркой с основным и оба помещаются в общую теплоизоляцию. Тепловой обмен происходит между основным и дополнительным трубопроводами. Дополнительный трубопровод нагревается за счет тока, проходящего по кабелю, и концентрирует это тепло во внутреннем слое оболочки трубы (рис.2.1.2.1) [16].

Важно отметить, что на внутренней поверхности трубопровода присутствует большая плотность тока. Однако, если толщина стенки трубопровода превышает длину электромагнитной волны в стали, то напряжение на внешней поверхности трубопровода будет минимальным, что обеспечивает безопасность данного метода обогрева [30].



Рис. 2.1.2.1.-Схема электрообогрева трубопровода с помощью спутника.

Вывод:

Преимущества	Недостатки
Электрическое отопление можно включать и выключать в любое	Неравномерность нагрева трубы, которая приводит к повышению

время, поэтому при необходимости его можно использовать автоматически.	температуры в кабеле.
С помощью этого метода температура транспортировки может регулироваться в широком диапазоне.	Необходимо использовать термостойкие кабели высокого давления, чтобы выполнить все правила пожарной безопасности.
Удобен для нагрева трубопровода большей длины или сложной формы, а также для обогрева резервуаров, технологического или вспомогательного оборудования.	Не следует превышать температуру изоляции, потому что кабели производят только небольшую тепловую перегрузку, так как электрическая прочность изоляционного материала снижается под воздействием интенсивного теплового потока.
Возможность использования с другими методами улучшения реологических свойств нефти.	При использовании особо длинных питающих кабелей возникает сложность протаскивания их внутри трубы и соединении между собой.
	Для предотвращения больших потерь утечки тока, участок, который подвержен температурному нагреву, должен быть изолирован от грунта.
	Но самым главным недостатком данного метода является его высокие эксплуатационные затраты из-за стоимости услуг предоставления электроэнергии и отсутствие надежных электронагревателей, а

	также их дороговизна.
--	-----------------------

Таблица 2.1.2.1.-Преимущества и недостатки электроподогрева.

2.2 Изотермические способы

Особенностью технологии изотермического способа перекачки высоковязких нефтей является предварительное улучшение их реологических свойств. Изотермическая перекачка включает в себя: перекачку в потоке некоторого носителя, механическую обработку, обработку температурами, транспорт газонасыщенных нефтей, добавление депрессорных присадок, гидротранспорт, перекачка с углеводородным разбавителем [28].

Изотермическая перекачка высоковязкой нефти в условиях Крайнего Севера устраняет необходимость проведения мероприятий по снижению теплового воздействия транспортной нефти, оказывающей негативное воздействие на окружающую среду, и значительно снижает эксплуатационные и капитальные затраты.

2.2.1 Транспорт высоковязких нефтей в потоке носителя

Для транспортировки высоковязкой нефти этим способом необходимо предварительно подать сжиженный природный газ в резервуар. Через специальный распылитель нефть в виде капель, затвердевших в сжиженном газе, поступает в тот же резервуар. Полученная таким образом смесь поступает в трубопровод магистральной линии.

Другим подвидом этого метода является способ охлаждения нефти до температуры ниже точки застывания нефти. Гранулы разных размеров могут быть получены путем пропускания продукта через сито с соплами разного диаметра. Следом гранулы закачиваются в охлажденную воду, температура которой ниже точки застывания нефти и транспортируется в ее потоке.

Вышеперечисленные методы откачки не пользуются популярностью, поскольку существуют технологические и технические причины, и изучение способа применения также недостаточно. В условиях Крайнего Севера экономически целесообразно применять эти методы после решения ряда

задач.

2.2.2 Механические воздействия на нефть.

Одним из способов воздействия на высоковязкие нефти и облегчения их транспортировки является виброобработка. Этот метод основан на механическом разрушении структуры парафина, образующейся в охлажденной нефти. Вибрация разрушает структуру молекул парафина в тонком слое на стенке трубы, что снижает напряжение сдвига высоковязких нефтей и облегчает процесс транспортировки нефти.

При применении механического воздействия, такого как вибрационная обработка, использование специальных мешалок или диафрагм, происходит процесс разрушения парафиновых структур. Для вибрационной обработки используются устройства, которые включают в себя сито и вибратор. Вибратор вызывает колебательные движения сита и трубопровода [**Error! Reference source not found.**].

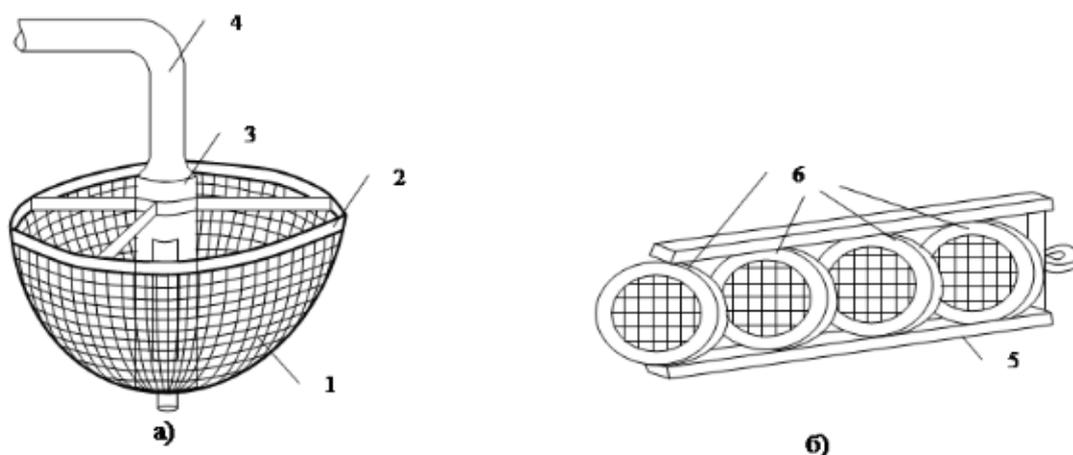


Рисунок 2.2.2.1- Устройства для виброобработки высоковязких нефтей.

а) для резервуаров и земляных амбаров

б) для трубопровода

1-сито, 2-пояс, 3-вибратор, 4-трубопровод для откачки суспензии, 5-каркас, 6-кольца с сетками.

Аппарат, предназначенный для извлечения высоковязкой нефти из резервуаров и земляных хранилищ, имеет определенную структуру (см.

рисунок 2.2.2.1 а). Оно включает в себя сетчатый элемент, образованный в форме полусферы, который с помощью ремня 2 крепится к вибратору 3. Этот вибратор 3, используя трубопровод 4, связан с насосом, отвечающим за выкачивание суспензии.

Разрушение парафиновой структуры нефти производится в трубопроводе. В такой технологии используется устройство (рисунок 2.2.2.1) б) который состоит из каркаса 1, внутри укреплены кольца с сетками 2. За счет возвратно-поступательного перемещения каркасов вдоль направления потока происходит разрушение формирующейся конструкции.

Для нефтепроводов диаметром 700 мм или менее было разработано устройство, позволяющее виброобработать продукт непосредственно в потоке (рис. 2.2.2.2). Внутри катушки установлены кольцевые вибрационные вибросита (7). Двигатель ВАО•62-2 (1) установлен на специальном каркасном корпусе (3) для его привода. Корпус рамы соединен с приводным валом (4) муфтой (2). Вал кольцевого сита выполнены из перфорированного листа толщиной 6 мм. (8)

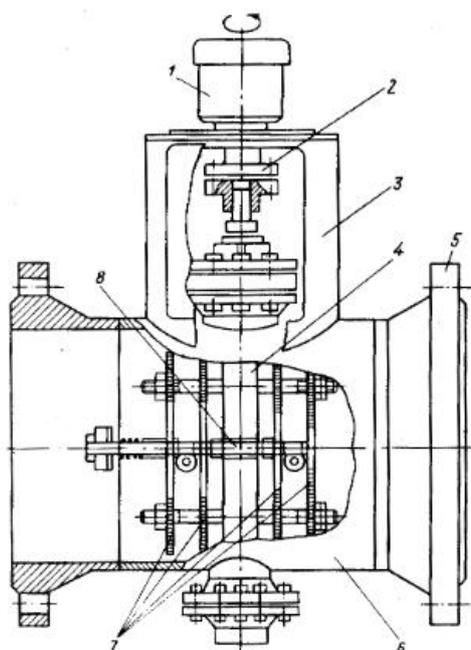


Рис. 2.2.2.2.-Устройство для виброобработки высоковязких нефтей.

Вывод:

					Анализ способов транспортировки высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		44

Преимущества	Недостатки
Откачка из резервуаров и технологических трубопроводов.	Спустя некоторое время структура парафина в нефти восстанавливается.
	Продолжительность восстановления разрушенной структуры нефти. Из-за этого получил распространение для использования в земляных амбарах.
	Малопроизводительность установки.
	Метод эффективен для нефти, в компонентном составе которой имеется достаточное количество асфальто-смолистых веществ.

Таблица 2.2.2.1.-Преимущества и недостатки виброобработки высоковязких нефтей.

2.2.3 Термообработка высоковязких нефтей.

Термообработка высоковязких нефтей представляет собой важный процесс в нефтяной промышленности, который позволяет модифицировать свойства нефти, чтобы облегчить ее транспортировку и переработку. При термообработке используется тепло для уменьшения вязкости нефти, улучшения ее текучести и снижения затрат на транспортировку.

Этот подход предполагает нагревание нефти до определенной температуры, за которым следует ее охлаждение. Основное преимущество этого метода заключается в улучшении реологических свойств нефти за счет изменения процесса формирования структуры во время кристаллизации парафина.

При стандартных условиях нагнетания и естественного охлаждения, парафин формирует кристаллическую структуру, которая придает нефти твердость [28]. Прочность этой кристаллической структуры напрямую зависит от содержания парафина и размера образовавшихся кристаллов - чем меньше размер, тем больше прочность, и наоборот. Соотношение скорости

формирования центров кристаллизации к скорости роста уже образованных кристаллов влияет на формирование этих структур.

Во время охлаждения парафин кристаллизуется, и на его кристаллах адсорбируются асфальтено-смолистые вещества. Эти адсорбированные асфальтено-смолистые вещества снижают поверхностное натяжение между кристаллами и стимулируют их связывание, что приводит к образованию кристаллических структур. Однако присутствие асфальтено-смолистых веществ на поверхности кристалла снижает интенсивность коагуляционного связывания, предотвращая объединение кристаллов и формирование стабильной парафиновой структуры.

Вывод:

Преимущества	Недостатки
Процесс нагрева и последующего охлаждения приводит к изменению структуры парафина в нефти, что влияет на ее вязкость и текучесть. Это улучшает способность нефти к течению и упрощает процесс перекачки.	Потребуются дополнительные эксплуатационные и капитальные затраты, так как весь объем продукта, перекачиваемого на главной нефтеперекачивающей станции, необходимо будет дополнительно нагревать.
Присутствие асфальто-смолистых веществ на поверхности кристаллов ослабляет силу коагуляционного связывания, что затрудняет соединение кристаллов и формирование прочной парафиновой структуры. Это помогает предотвратить закупорку оборудования и упрощает процесс перекачки.	Продолжительность положительного эффекта от термообработки для большинства нефтей невелика – от нескольких часов до нескольких суток.
	Необходимо сделать подбор индивидуальной температуры нефти, а также темп охлаждения, в зависимости от состава транспортируемой нефти.
	Такой метод подходит не для всех месторождений, находящихся на Крайнем Севере, из-за того, что нефть в составе с парафином должна содержать асфальто-смолистые

Таблица 2.2.3.1.-Преимущества и недостатки термообработки высоковязких нефтей.

2.2.4 Транспорт газонасыщенных нефтей

Технология двухфазного транспорта жидкостей и газов осуществляется под давлением пласта. Однако для транспортировки жидкости по длинному трубопроводу протяженностью более 100 км давления недостаточно из-за больших потерь на трение.

Для того чтобы надежно перекачивать нефть таким образом и удерживать большую часть тяжелых ценностей, содержащихся в сопутствующей нефти и газе в жидком агрегатном состоянии, необходимо на последней стадии сепарации применять давление выше атмосферного.

Вскоре после неотъемлемых частей обработки пластовой нефти, таких как удаление воды и соли, происходит фаза дегазации, выполненная в трех шагах (см. Рис. 2.2.4.1). Давления, под которыми находятся 1-я (3), 2-я (4) и 3-я (5) стадии, соответствуют 2 МПа, 0,7 МПа и 0,105 МПа. Газ второго уровня обогащен метаном, этаном и пропаном, в то время как газ третьего уровня включает в себя около 35% пропана и его более тяжелых аналогов. Благодаря этому подходу можно эффективно извлечь почти всю нефть.

Тем не менее, в ходе последней фазы сепарации могут возникать проблемы при транспортировке, поскольку газ, выделяющийся при сжатии, может частично образовать двухфазную смесь из-за парциальной конденсации. Дегазированная нефть натекает в бак (7), а затем насосом (8) попадает на главную насосную станцию магистрального нефтепровода (ГНС МН). Через счетчик (10), жидкую фазу прокачивают насосом (9) на станцию главного нефтепровода. Это необходимо для минимизации потерь нефтяного газа на последнем этапе сепарации после прохождения второго уровня.

Продукты, направляемые в главный нефтепровод, перемещаются по принципу "из насоса в насос". Чтобы предотвратить выделение газа из нефти во время перекачивания, важно следить за тем, чтобы давление в трубопроводе

					Анализ способов транспортировки высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		47

не упало ниже уровня насыщения. В этом контексте, регуляторы давления (11) установлены для контроля.

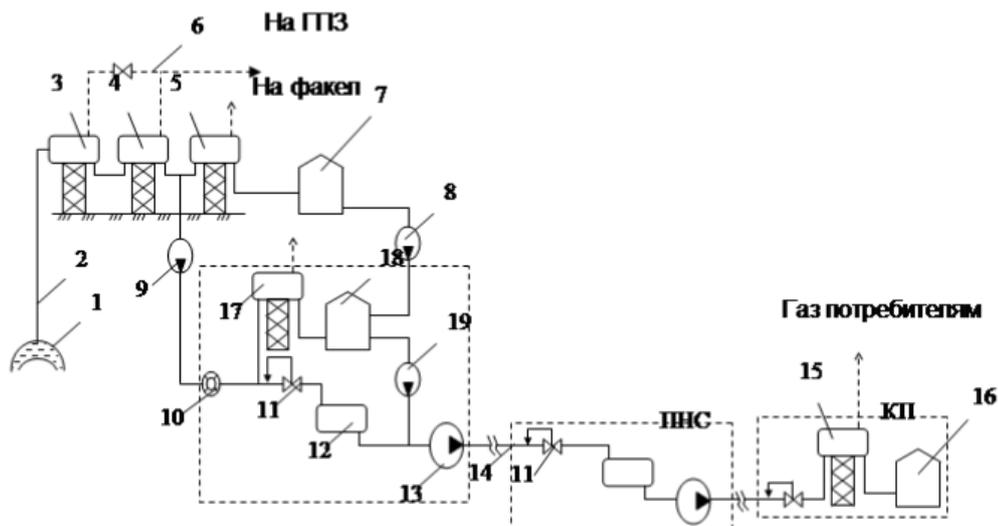


Рис. 2.2.4.1. Схема транспорта газонасыщенных нефтей[25].

1 –нефтяной пласт; 2 –скважина; 3 –сепаратор 1-й ступени; 4 –сепаратор 2-й ступени; 5 –сепаратор 3-й ступени; 6 –газопровод; 7 –промысловый резервуар; 8, 9 –насос; 10 –счётчик; 11 –регулятор давления типа «до себя»; 12 –буферная ёмкость; 13 –магистральный насос; 14 –магистральный нефтепровод; 15 –концевая сепарационная установка; 16 –резервуар конечного пункта; 17 –аварийный сепаратор; 18 –резервуар ГНС; 19 – подпорный насос.

Процесс полной дегазации нефти осуществляется через конечный сепаратор (15) на конце маршрута магистрального трубопровода. Извлеченный газ поставляется потребителям, в то время как нефть без использования насоса (под действием силы тяжести) перемещается в резервуар (16). Коммерческий контроль качества нефти осуществляется на этой конечной станции.

Также применяется технология для перевозки высоковязкой нефти, предварительно насыщенной инертным газом. Такая нефть направляется в теплообменник, где ее охлаждают до температуры, при которой начинает формироваться парафиновая структура. Охлажденная и насыщенная инертным газом нефть проходит через диафрагму, где она подвергается

сильным сдвиговым напряжениям. Этот процесс разрушает образовавшиеся парафиновые структуры и создает газовую оболочку вокруг кристаллов парафина, что мешает его растворению в нефти.

Вывод:

Улучшение реологических свойств перекачиваемого продукта вследствие утилизации нефтяного газа	На начальном пункте нефтепровода появляется необходимость создания некоторых запасов инертного газа.
Увеличения коэффициента загрузки трубопровода	Возникает опасность срыва работы насосов из-за возможности попадания в них растворённого газа, который может выделиться из нефти.
Снижения степени загрязнения окружающей среды	Требует дополнительные материальные затраты, для обеспечения на НПС запас давления для того, чтобы транспортировать нефть в однофазном состоянии на длину всего трубопровода.
	Необходимо отделять от продукта весь нерастворенный газ, а после насосов вводить в поток снова, все это делается для того, чтобы насосы могли работать в устойчивом режиме.

Таблица 2.2.4.1.-Преимущества и недостатки транспорта газонасыщенных нефтей.

Если газовый фактор добытой нефти ведет к значительному уменьшению вязкости, то применение этой технологии перевозки высоковязкой нефти в газонасыщенном виде в условиях Крайнего Севера становится экономически обоснованным. Возможно также обеспечение подачи инертного или нефтяного газа к целевому объекту для поддержания достаточного уровня газового фактора.

2.2.5 Применение депрессорных присадок для транспортировки высоковязких нефтей.

Применение депрессантов выделяется как одно из наиболее обещающих методов для транспортировки вязких нефтей. Эти депрессорные добавки - это

химические соединения, которые снижают показатель температуры затвердевания нефти, а также максимальное сдвиговое напряжение в парафиносодержащей нефти с высокой точкой застывания.

Внесение таких добавок в водо-нефтяные эмульсии приводит к образованию комплекса молекул парафина и нормально структурированных молекул добавки. Это влияет на процесс кристаллизации в парафиновой нефти, нарушая формирование кристаллического геля и уменьшая степень упорядоченности молекул. Оно блокирует формирование непрерывной структуры. Парафин кристаллизуется вокруг частиц добавки, которые выступают в роли специфических центров процесса, образуя разобщенные кластеры. В результате этого нефть становится более пластичной, а ее прочность при использовании депрессора уменьшается.

Созданные смешанные кристаллы, благодаря наличию полярных групп молекул на своей поверхности, обеспечивают защитный барьер, который заметно понижает температуру затвердевания смеси, повышает устойчивость дисперсной системы и улучшает реологические свойства вязких нефтей.

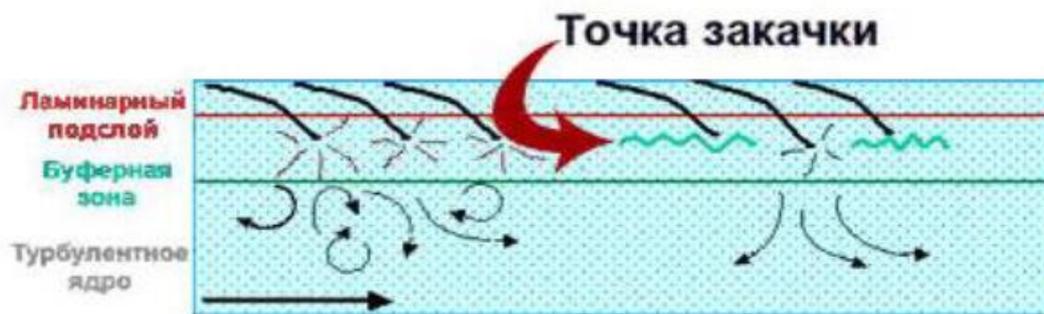


Рис. 2.2.5.1.-Понижение турбулентности при помощи депрессорной присадки.

Для корректного определения необходимого объема депрессорной добавки важно понимать цели и условия перекачки нефти. Согласно исследованиям, для эффективной транспортировки нефти через магистральные трубопроводы концентрация добавки должна колебаться в пределах 0,05 - 0,2% [25].

Асфальто-смолистые вещества часто служат основой для таких добавок. Интеграция таких компонентов, которые содержат высокую концентрацию асфальто-смолистых соединений (например, битум, гудрон и т.д.), способствует улучшению реологических характеристик первично высоковязкой нефти.

Добавки вводятся в нефть при температурах между 50 и 70 градусов Цельсия. При данных температурах большая часть твердых парафинов находится в растворенном состоянии. Использование депрессорных добавок становится недействительным при температурах, которые ниже точки кристаллизации парафина.

Вывод:

Преимущества	Недостатки
Улучшение реологических свойств нефти на всем пути транспортировки	Возникают трудности экономического, а также технического характера для районов Крайнего Севера из-за ввода депрессорной присадки на головной нефтеперекачивающей станции при температуре, немного превышающей температуру плавления парафина (50-70°C).
Увеличение производительности нефтепровода	В данное время создано меньшее число присадок, которые будут называться универсальными для всех высоковязких нефтей.
Повышение надежности и срока эксплуатации трубопровода	Высокая себестоимость присадок
Снижает отложение парафина на стенках трубопровода	

Длительное время сохраняет эффект обработки	
Добавление депрессорной присадки происходит только один раз	
Меньшие капиталовложения при строительстве	

Таблица 2.2.5.1.-Преимущества и недостатки применения депрессорных присадок при транспортировке высоковязких нефтей.

2.2.6 Гидроперекачка высоковязких нефтей

Основная концепция этого метода транспортировки вязкой нефти опирается на совместную перекачку воды и нефти. Вода, взаимодействуя с трубопроводом, снижает гидравлические потери, что значительно оптимизирует процесс перевозки нефти.

Как меру предотвращения подъема нефти и ее удержания в середине водного слоя применяются трубы с особыми спиральными канавками, которые расположены внутренне по периметру (смотрите иллюстрацию 2.2.6.1а). Данное нарезание создает центробежную силу, наделяющую вращением движущуюся жидкость, и этим обеспечивает удержание более плотной и тяжелой воды ближе к стенкам трубопровода. Дополнительно, сварные штифты (металлические элементы), воду можно подводить через тангенциальные отверстия соединения, направленные перпендикулярно потоку нефти (см. рис 2.2.6.1б), установка трубы для нефти с прорезными стенками, помещенной внутрь трубы более широкого диаметра, позволяет воде обращаться между ними (см. рис 2.2.6.1в).

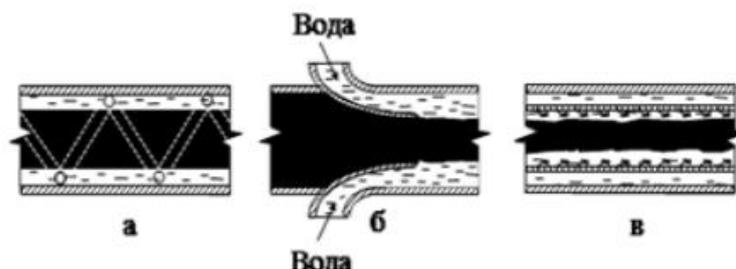


Рисунок 2.2.6.1-Транспортировка высоковязкой нефти методом

гидропередачи в водяном кольце.

а –винтовая нарезка; б –кольцевые муфты; в –с применением перфорированного трубопровода

Следующий вид гидроперекачки подразумевает смешивание высоковязкой нефти с водой до образования эмульсии «нефть в воде» (рис. 2.2.6.2а), близкой к вязкости воды. Покрывающая область, где образуются нефтяные скопления, водяной пленкой, которая не дает контактировать нефти со стенкой трубы и следовательно, уменьшает гидравлическое сопротивление. Когда этот метод применяется на практике, вполне вероятно, что получается обратное соотношение «вода в нефти» (рис. 2.2.6.2б), и его значение вязкости значительно выше, чем у исходной нефти, что затрудняет обеспечение стабильности эмульсии. Это может быть вызвано изменением температуры транспортировки или скорости потока. Если на маршруте транспортировки имеется промежуточная насосная станция, то существует высокая вероятность диспергирования фазы, поскольку в насосе образуется эмульсия, которая нелегко разрушается.

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) добавляют для стабилизации эмульсий или для придания гидрофильности стенкам труб. Оптимальное количество раствора поверхностно-активного вещества обычно составляет 30-35% от объема подаваемого вязкого продукта.

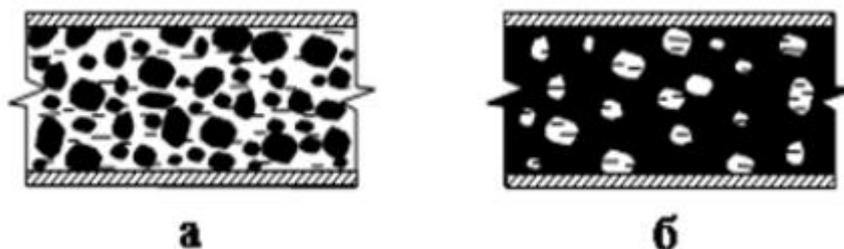


Рис. 2.2.6.2-Гидротранспорт с образованием эмульсии

а –«нефть в воде»; б –«вода в нефти»

Данный способ транспортировки воды и нефти не предполагает активных вмешательств в формирование структуры потока. Сущность этого метода заключается в формировании плоскостного перехода между водой и

нефтью. При соприкосновении части периферии трубы с менее вязкой водой, происходит увеличение пропускной способности трубопровода и уменьшение различия в давлениях. Однако, применение этого варианта гидротранспорта ограничено короткими трубопроводами, поскольку водный слой быстро интегрируется с нефтяным потоком, в результате чего формируется более вязкая эмульсия, организованная по принципу "вода в нефти".

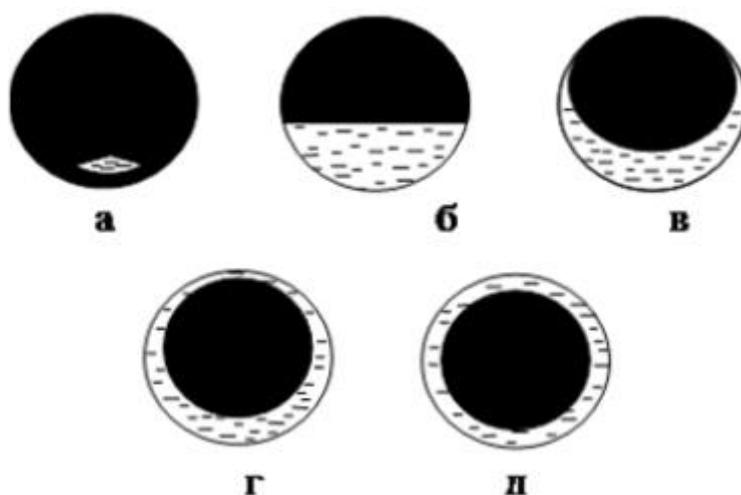


Рис. 2.2.6.3.-Структурные формы водонефтяного потока при послойной перекачке нефти и воды: а –линзовая; б –с плоской границей раздельная; в – раздельная с криволинейной границей; г –кольцевая эоцентричная; д – центричная кольцевая

Преимущества	Недостатки
Вода, образуя покрытие вокруг стенок трубы, снижает гидравлическое сопротивление, что позволяет увеличить скорость потока нефти.	Главный минус такого метода состоит в сложности изготовления винтовых нарезок.
	Сложность изготовления и реализаций конструкций, а также из-за невозможности транспорта кольца на дальние расстояния, из-за неминуемого гравитационного расслоения нефти и воды в полости трубопровода и резкого увеличения перепада давления.

	Явление диспергирования фаз в насосах с образованием трудноразрушаемых эмульсий.
	Вода может замерзнуть в суровых условиях Крайнего Севера.
	Дополнительно требуются затраты на электроэнергию, перекачку воды, а также нужные дополнительные затраты на разделение водонефтяной эмульсии на некоторые составляющие на конечном пункте трубопровода.
	Транспортировка нефти на дальние расстояния вызывает расслоение продукта и воды в следствие гравитационных сил, что вызывает перепады давления в нефтепроводе.
	Не распространённый метод в следствии того, появляется необходимость повторно создавать водяные кольца

Таблица 2.2.6.1.-Преимущества и недостатки применения гидроперекачки при транспортировке высоковязких нефтей.

2.2.7 Перекачка нефти с углеводородным разбавителем

Разбавители обладают способностью существенно снижать вязкость и температуру замерзания нефти, достигая этого путем сокращения содержания парафина в смеси и растворения легкой фракции разбавителя. Присутствие асфальтеновых и смолистых составляющих в низкомолекулярных жидкостях, применяемых в качестве разбавителя, может вызывать адсорбцию этих соединений на поверхности парафиновых кристаллов, что мешает формированию устойчивых структур. Данный подход активно применяется за пределами нашей страны [23].

В качестве растворителей часто используются маловязкие нефти, уменьшающие содержание парафиновых соединений. Однако дополнительное применение керосина и бензина для разбавления высоковязкой нефти требует существенных капиталовложений и

операционных расходов на транспортировку к месторождению. На месторождениях, где добывается нефть разной вязкости, высоковязкую нефть можно разбавить нефтью с меньшей вязкостью для значительного снижения вязкости и точки замерзания, что упрощает перекачку.

Важным этапом является выбор типа разбавителя, требующий расчета общих затрат на приобретение, смешивание, транспортировку и доставку смеси разбавителей. При этом заранее определяют состав перевозимой нефти, что позволяет стабилизировать работу нефтепроводов. Реологические свойства смеси сильно зависят от температуры каждого компонента. Для получения гомогенной смеси температура смешивания должна быть на 3-5 градусов выше точки замерзания вязкого компонента. При неблагоприятных условиях смешивания эффективность разбавителя может значительно снизиться, что приводит к разделению смеси [25].

Вывод:

Преимущества	Недостатки
Несмотря на двойную длину трубопроводов (для конденсата и смеси), данный способ транспорта нефти является наиболее дешевым по сравнению с другими возможными способами транспорта	При перекачке высоковязкой нефти с разбавителем на головной насосной станции должно быть резервуары для его хранения
Метод окажется особенно экономически эффективным и выгодными при наличии в районах добычи высоковязкой нефти необходимого количества разбавителя.	При неблагоприятных условиях смешения эффективность в значительной степени уменьшается и может произойти даже расслоение смеси

Таблица 2.2.7.1.-Преимущества и недостатки перекачки с углеводородными разбавителями при транспортировке высоковязких нефтей.

2.2.8 Противотурбулентные присадки

Применение противотурбулентных добавок в основном направлено на создание ламинарного течения при перекачке через нефтепровод. В определенных условиях, учитывая характеристики нефти и параметры

трубопровода, может возникнуть турбулентное течение. В таком сценарии в области рядом со стенками трубы могут появиться колебания давления, вызывающие дополнительное сопротивление.

В соответствии с особенностями перекачиваемой нефти, гидравлическое сопротивление может увеличиться на 80% из-за появления этого дополнительного сопротивления. Повышение сопротивления потока приводит к увеличению энергозатрат на его перекачку через трубопровод.

Оценка эффективности противотурбулентных присадок (ПТП) основывается на снижении гидравлического сопротивления в трубопроводе при введении специфической концентрации этих добавок. Их влияние на гидравлическую систему зависит от многих факторов, включая химический состав ПТП, молекулярные свойства активных компонентов и их операционные характеристики, такие как скорость растворения в нефти, скорость механического и термического разрушения, свойства растворителя, размеры полимерных частиц и так далее.

Противотурбулентные добавки представляют собой длинные макромолекулы, подвешенные в органической жидкости, формируя суспензию. Когда эти макромолекулы вступают в реакцию с нефтью, они обретают линейную форму и формируют цепи, которые препятствуют образованию вихрей, делая структуру течения более направленной и прямолинейной, снижая тем самым энергетические потери при перекачке. В этом контексте, полимер действует на всем протяжении обрабатываемого объема углеводородной жидкости.

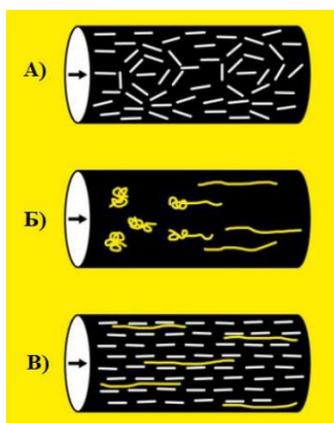


Рисунок 2.2.8.1 – Механизм действия ПТП [31].

Механизм работы противотурбулентных добавок можно проиллюстрировать аналитически, представив график зависимости коэффициента сопротивления от числа Рейнольдса для толуола, служащего хорошим органическим растворителем и функционирующего в роли противотурбулентной присадки. Как видно из рисунка 2.2.8.1, гидравлическое сопротивление раствора меняется нелинейно с увеличением числа Рейнольдса и при достижении определенного порогового значения (при оптимальной концентрации присадки), кривая сопротивления смещается в сторону снижения.

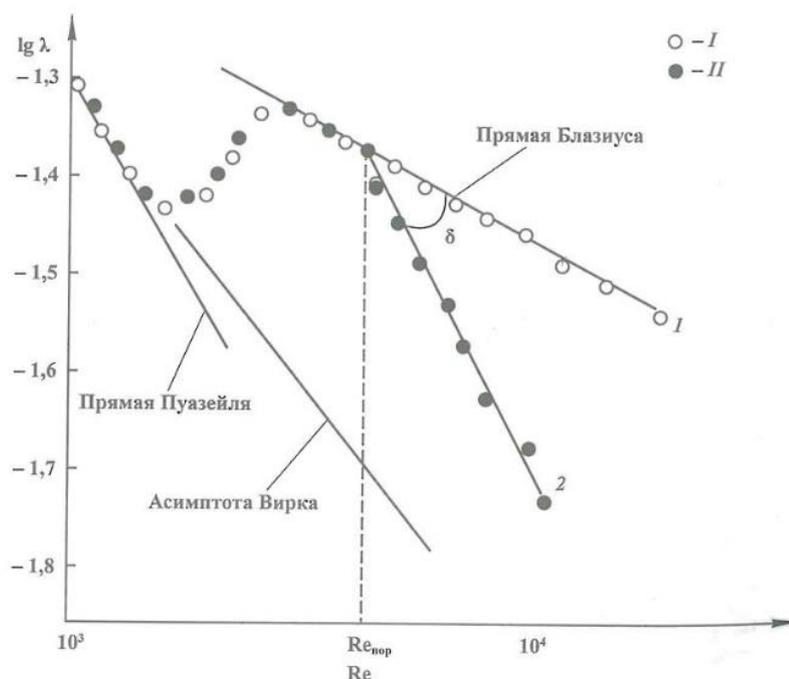


Рисунок 2.2.8.2- Зависимость коэффициента сопротивления 0,01% раствора синтетического каучука (полибутадиена) в толуоле.

Противотурбулентные присадки работают наиболее эффективно при определенной концентрации, где достигается максимальный эффект. Диапазон эффективных концентраций этих присадок в жидкостях обычно находится в области разбавленных и умеренно концентрированных растворов, где макромолекулы существуют как отдельные глобулы, отделенные слоями

носителя. Если концентрация присадок превышает оптимальный уровень, динамическая вязкость нефти увеличивается, что в свою очередь повышает коэффициент гидравлического сопротивления. В этом случае, полимерные цепи могут подвергнуться деструкции при прохождении через различные изгибы, арматуру и центробежные насосы, приводя к невыполнению функций присадок.

Оптимальные концентрации присадок ограничены диапазоном 0,001-0,01%. Это обусловлено влиянием концентрации на состояние полимерных молекул в растворе. При очень низких концентрациях молекулы пребывают в растворе в форме изолированных глобул, тогда как при высоких концентрациях происходят межмолекулярные взаимодействия, которые могут мешать функционированию присадок.

Вывод:

Преимущества	Недостатки
Помогают снизить гидравлическое сопротивление в трубопроводах	Противотурбулентные присадки требуют точного дозирования и контроля за концентрацией
Снижают затраты на капиталовложения на строительство дополнительных насосных станций	Использование полимеров, которые имеют температуры стеклования не ниже 223 К.
	Асфальтены могут выступать в роли коагулянтов для полимерной основы ПТП
	Из-за охлаждения перекачиваемой нефти и ее высокой вязкости в холодное время года поменяется режим течения потока. А снижение числа Рейнольдса также приводит к снижению эффективности ПТП

2.3 Анализ депрессорных присадок.

Исходя из многообразия различных методов перекачки высоковязких нефтей, которые были проанализированы выше, можно сделать вывод, что наиболее подходящим для транспортировки является метод добавления в перекачиваемую среду депрессорной присадки.

Плюсы выбранного метода:

- + Увеличенная востребованность с ростом открытия новых месторождений;
- + Отсутствует необходимость использования специального оборудования;
- + Простота эксплуатации;
- + Сокращение гидравлического сопротивления при перекачке;
- + Меньшие капиталовложения на строительство;
- + Универсальность и эффективность;
- + Способствует снижению интенсивности АСПО на стенках нефтепромыслового оборудования, что повышает надежность трубопровода.

Также, технология использования аддитивов-депрессоров для нефти может быть применена на любых участках трубопровода, где нефть обладает неудовлетворительными транспортными свойствами. Глобально, для депрессорных добавок используются химические вещества, такие как:

- Сополимеры этилена с полярными мономерами, включая сополимеры этилен-винилацетат и их композиции, терполимеры на основе этилена и винилацетата, а также сополимеры этилена с другими полярными мономерами.
- Полиолефиновые продукты, например, сополимеры этилен-пропилен, этилен-пропилен-диен и продукты их разрушения, сополимеры альфа-олефинов, а также модифицированные поолефины.
- Полиметакрилатные добавки, включая полиалкил(мет)акрилаты и сополимеры алкил(мет)акрилатов.
- Неполимерные химические соединения, такие как алкилнафталины, эфиры многоатомных кислот и спиртов, а также амиды с длинноцепочечными алкилами. Страны, такие как США, Канада, Казахстан и Венесуэла, активно

применяют депрессорные добавки. Кроме того, они используются для транспортировки высокопарафинистых нефтей по западно-европейским трубопроводам, таким как Роттердам-Рейн, Иль-де-Франс, Финнар-Гринжемаут, благодаря снижению пластической вязкости на 50-75% и динамического напряжения сдвига на 50-70 раз при добавлении 0,12-0,15% массы присадок.

Компания PetroChina применяет депрессорную присадку с концентрацией 50 ppm на нефтепроводе Hui-Ning в Китае, что позволило снизить температуру затвердевания с 24°C до 8°C. В Судане также были положительные результаты от применения депрессорных присадок, где температура застывания нефти была снижена с 36°C до 27°C. Аналогичные решения используются на подводных нефтепроводах в Индии и Новой Зеландии.

Некоторые из использованных присадок, в основу которых входят сополимеры этилена с винилацетатом, включают присадки компании "Exxon" из США, такие как "Paradene", ECA-5920, ECA-8400, ECA-8583, "Leynazol-1000" из Германии, "Stabinol Fj" от "Surnitorno" из Японии и другие. Соплимеры этилена и винилацетата могут иметь различные молекулярные массы (от 103 до 105) и любое соотношение мономеров, что позволяет регулировать их физико-химические и эксплуатационные свойства в зависимости от потребностей различных типов нефти и нефтепродуктов.

В наше время компании ExxonMobil Chemical Co и Basell Poliolefins, используя установку Lupotech T, занимаются производством большинства депрессорных добавок, основанных на сополимере этилена и винилацетата, по своей технологии.

Другой международной депрессорной добавкой, имеющей схожий состав с нашим Сэвиленом, является EVA, также состоящая из сополимера этилена и винилацетата. Однако отличие EVA заключается в том, что соотношение мономеров в её составе гораздо стабильнее при смене партий в рамках одной марки, по сравнению с Сэвиленом.

					<i>Анализ способов транспортировки высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

Еще одну группу депрессоров представляют полиолефиновые добавки, самым простым примером которых является НМПЭ, побочный продукт в процессе производства полиэтилена высокого давления.

На практике, особое применение нашли сополимеры этилена и пропилена (СКЭП), тройные сополимеры этилена, пропилена и диена (СКЭПТ) и их продукты термического распада (СКЭП-Р, СКЭПТ-Р).

Полиолефиновые депрессоры также широко применяются на международной арене. Первыми полиолефиновыми добавками, успешно прошедшими испытания в лабораторных условиях и затем в промышленности в 1969-1970 годах, были активаторы потока "Pararnins" от компании "Esso Research" (Paradyne 70, ECA 4242, ECA 5217, ECA 5234).

Полиметакрилатные депрессоры становятся все более привлекательными благодаря их потенциалу. Они выделяются высокой эффективностью и простым технологическим процессом изготовления, который включает использование атмосферного давления, обычное оборудование и сравнительно низкие температуры (менее 100°C).

Современные исследования в области полиалкил(мет)акрилатных депрессоров сосредоточены на создании сополимеров алкил(мет)акрилатов и винилацетата. По своей эффективности сополимеры алкилфумаратов и алкилмалеинатов с виниловыми мономерами превосходят известные депрессоры - сополимеры этилена и винилацетата.

Как сомономеры с алкил(мет)акрилатами предлагаются виниловые и диеновые соединения, включая ионные мономеры в малых количествах, что позволяет получать продукты сополимеризации, растворимые в тяжелой нефти. Среди акрилатных депрессоров стоит выделить присадку HiTEC 5788 от компании Afton Chemical Corporation, добавки от компании LSPI, и добавку VISCOPLEXR от PPD Evonik Oil Additives USA.

Среди неполимерных (конденсационных) депрессоров наиболее широко используются сложноэфирные (содержащие кислород) и амидные (содержащие азот) добавки, получаемые в результате реакций этерификации

					<i>Анализ способов транспортировки высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		62

и амидирования. Многие компании, включая ExxonMobil Chemical Co, Surnitorno, Esso Research, BASF, LSPI, Oronite, CNPC, Nalco Champion, Lead Oilfield Solutions Company и ProТес, занимаются производством депрессорных добавок, подтверждая их широкую применяемость.

Становится ясно, что рынок депрессорных присадок включает в себя и отечественные товары. Примерами могут служить присадки от компаний Флэк, Миррико, НИИнефтепромхим, Мастер Кемикалз и других.

Однако с учетом разнообразия физико-химических характеристик нефти из разных месторождений и условий ее транспортировки, сопоставление депрессорных присадок, произведенных нашими и зарубежными компаниями, является довольно сложной задачей. Чтобы обсуждать их эффективность, необходимо провести тесты присадок на конкретных образцах нефти. Например, в США, Казахстане и Китае перевозят нефть высокой вязкости через системы Трансаляска, МН «Узень-Атырау-Самара» и Hui-Ning соответственно. Однако, ввиду различий в свойствах нефти и климатических условиях транспортировки, методы перевозки тоже отличаются. В Китае, обычно, достаточно применения только депрессорных присадок. Тем временем, в США и Казахстане, вместе с депрессорными присадками, нефть подвергается нагреву и добавлению противотурбулентных присадок ПТП. В настоящее время существует многообразие всевозможных присадок, но нам следует выбрать именно такую, которая будет соответствовать представленным к ней критериям:

- стоимость должна быть низкой;
- применение в условиях Крайнего Севера;
- подходить именно для рассматриваемого трубопровода и перекачиваемой высоковязкой нефти;
- обладать депрессорными и противотурбулентными свойствами, что повышает надежность трубопровода.

Весьма эффективной считается присадка, описанная в патенте, выполняющая комплекс функций и применяемая для оптимизации процессов

					<i>Анализ способов транспортировки высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		63

транспортировки нефти и нефтепродуктов. Данная присадка включает в себя полимер, азотосодержащее соединение и поверхностно-активное средство. Уникальность присадки заключается в дополнительном использовании наночастиц оксида алюминия размером 40 нм. В качестве полимера применяется низкомолекулярный полиэтилен, а гидразин служит азотосодержащим компонентом. В качестве поверхностно-активного агента используется неионное вещество Реапон-4В. Состав включает следующее соотношение компонентов (в процентах от массы): низкомолекулярный полиэтилен 60-65, гидразин 20-25, указанный оксид алюминия 5-10, Реапон-4В 5-10[**Error! Reference source not found.**].

Техническое преимущество присадки заключается в комбинированном влиянии на вязкость и турбулентность, а также в высокой механической устойчивости к различного рода механическим разрушениям. Даже после прохождения через насосы и клапаны присадка сохраняет свою структуру, обеспечивая эффективное нагнетание жидкости на протяжении до 100 циклов.

2.3.1 Опыт применения присадок в условиях Крайнего Севера.

Применение депрессорных присадок на Крайнем Севере имеет свои особенности и вызовы, обусловленные холодным климатом и другими сложностями. Повышение эффективности добычи и транспортировки нефти в таких условиях является критически важной задачей для многих компаний.

Использование депрессорных присадок в условиях крайнего холода может значительно снизить вязкость нефти, уменьшить температуру затвердевания и улучшить ее текучесть. Это позволяет оптимизировать процесс транспортировки нефти и снизить энергетические затраты на прокачку.

В АО «Северные магистральные нефтепроводы», например, благодаря применению депрессорной присадки ДНП-1, удалось снизить температуру застывания с плюс 7 °С до минус 13°С. Это облегчило запуск трубопроводов после остановок и повысило эффективность транспортировки нефти.

					<i>Анализ способов транспортировки высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		64

Кроме того, некоторые депрессорные присадки могут снижать образование парафиновых отложений в нефтепроводах, что особенно важно в условиях Крайнего Севера, где низкие температуры способствуют их образованию. Парафины могут вызвать проблемы с пропускной способностью труб и требуют регулярной очистки, что увеличивает эксплуатационные расходы. Поэтому использование депрессорных присадок может значительно снизить затраты на поддержание работоспособности нефтепроводов.

В целом, опыт применения депрессорных присадок в условиях Крайнего Севера демонстрирует их важную роль в поддержании надежной и эффективной работы нефтяной индустрии в этих сложных климатических условиях.

2.3.2 Установки для ввода депрессорных присадок

В мире существуют множество технологических методик для внедрения депрессорных добавок в высоковязкую нефть:

- 1) в резервуары на головной нефтеперекачивающей станции;
- 2) интегрировать в нефтепровод до или после головной насосной и подогревательной станции.

Способность трубопровода функционировать эффективно зависит от метода внедрения этих добавок в нефтяной поток. Существуют преимущественно два подхода к введению добавок:

- введение присадки ко всему объему нефти;
- введение присадки только в области пристенного кольцевого слоя.

В следующих параграфах первостепенной задачей является выбор технологии добавления депрессорной присадки в трубопровод.

2.3.3. Технология обработки депрессорной присадкой по всему объему транспортируемой нефти

В результате научных работ, осуществленных ВНИИСПТ, был создан новый подход к применению депрессорных добавок в нефть [7]:

- 1) Нефть, предварительно прогретая до 55-65°C, пропускают через системы обогрева, отправляя в турбулентный поток;
- 2) Депрессорные присадки интегрируют в систему нефтепровода перед дополнительными насосами в виде "концентрата" в нефть, прогретую на узле головного насоса до температуры 40-50°C. С учетом последующего пропускания через насос и дополнительного нагрева до 60-65°C, происходит равномерное распределение присадки, что усиливает ее депрессорные свойства.

Растворенный в количественном отношении 1:2 или 1:1, концентрат представляет собой смесь присадки в перекачиваемой нефти. Схема введения депрессорной присадки представлена на рисунке 2.3.3.1

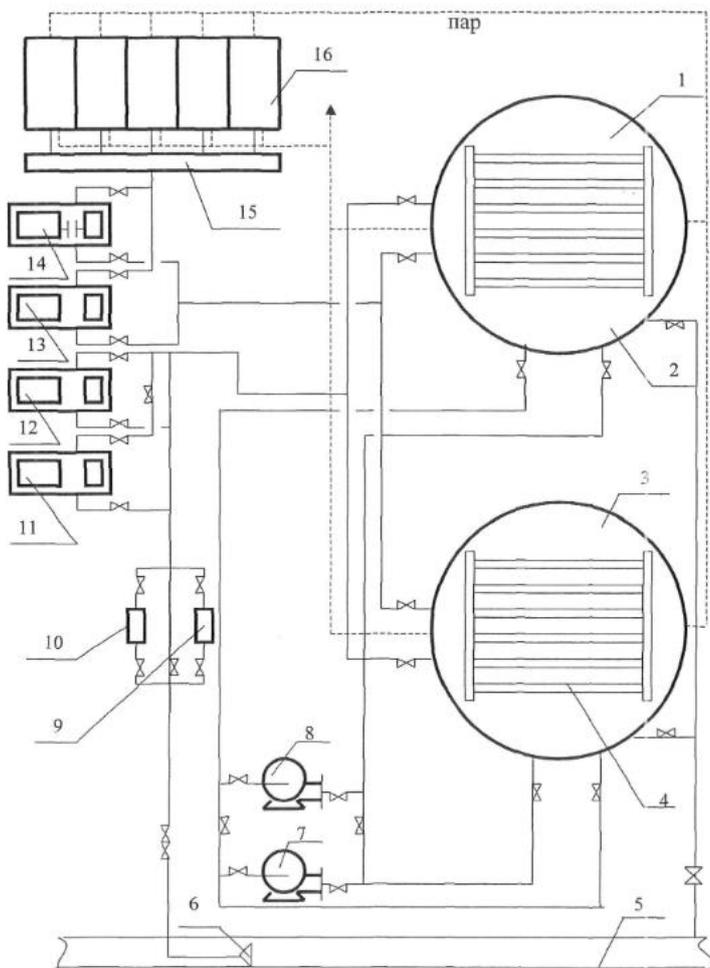


Рисунок 2.3.3.1-Схема введения депрессорной присадки.

1,3 –резервуары; 2,4 –теплообменники; 5 –трубопровод; 6 –распыляющее устройство; 7,8 –центробежные насосы; 9,10 –фильтры; 11,12 –плунжерные насосы; 13,14 –насосы; 15 –сборный коллектор; 16 –тепловые камеры.

Высоковязкая нефть вводится в резервуар 1 или 3 с заданным соотношением "депрессорная присадка - нефть". Рекомендуется брать образцы из трубопровода 5 после того места, где установлены распылители 6.

В указанных тепловых камерах 16 депрессорная присадка подвергается нагреванию до температуры 60-65°C. После этого процесса присадка переходит в жидкое состояние и собирается в сборнике 15, откуда насос 13 перенаправляет её в резервуар с высоковязкой нефтью. В резервуаре интенсивное перемешивание смеси обеспечивается насосами 7,8.

Теплообменники 2,4 служат для поддержания температуры "концентрата" в пределах 60-65°C и находятся в резервуарах 1,3.

					Анализ способов транспортировки высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		67

Распылительное устройство 6, размещенное по оси трубопровода 5, обеспечивает равномерное распределение присадок по всему объему перевозимой нефти.

Для предотвращения проникновения механических загрязнений в дозирующее устройство используются фильтры 9,10.

Вывод:

Преимущества	Недостатки
При использовании первого способа добавления присадки в нефть можно произвести охлаждения нефти с оптимальной скоростью.	Большой расход депрессорных присадок
	Значительные затраты на электроэнергию, а именно на нагрев нефти при добавлении присадки.
	Необходимость сооружения перемешивающих устройств, установок по охлаждению нефти, дополнительных резервуаров и т.д.

Таблица 2.3.3.1.-Преимущества и недостатки технологии обработки депрессорной присадкой по всему объему транспортируемой нефти.

2.3.4 Технология обработки пристенного кольцевого слоя

В представленной технологии депрессорное добавление не проникает в общий объем нефти, оно вносится исключительно в пристенный кольцевой слой трубопровода. Такая процедура создает низковязкий слой на стенках из высокозастывающей нефти. В результате получается, что в центре остается коагулированная нефть, а в кольцевом пристенном слое - жидкая.

Чтобы избежать смешивания нефти из пристенного слоя с основной массой, осуществляется локальный нагрев кольцевого слоя. Процесс добавления присадки производится недалеко от насосной станции. Такие

меры принимаются с целью обеспечить возможность нефти охлаждаться во время перекачивания до температуры, приближенной к температуре застывания, около которой начинается формирование структурного режима течения.

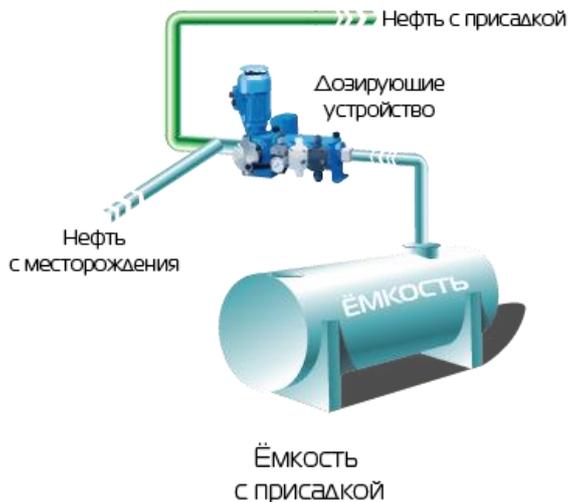


Рисунок 2.3.4.1-Технология ввода присадок.

На рисунке 2.3.4.2 показана принципиальная схема этого способа.

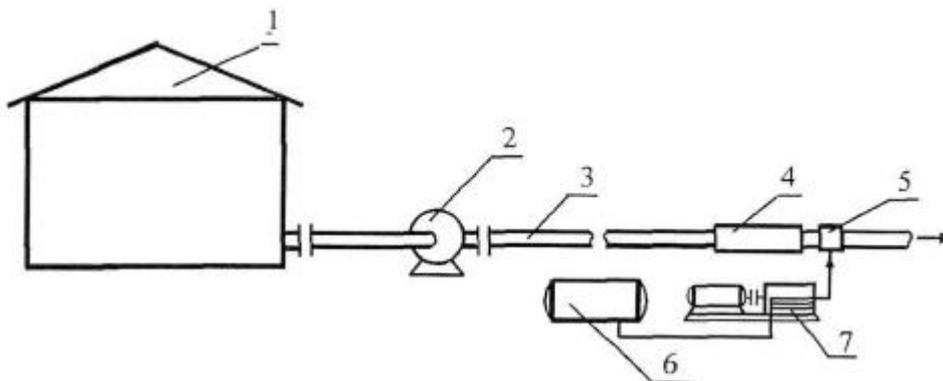


Рисунок 2.3.4.2-Схема с добавлением депрессорной присадки в кольцевой пристенный слой нефти.

Нефть из резервуара 1, с температурой выше точки ее застывания, попадает в трубопровод 3 с использованием насоса 2. Во время транспортировки по трубопроводу ее температура снижается из-за естественного процесса охлаждения. На определенных участках трубопровода, где летняя температура нефти приближается к температуре застывания, устанавливается кольцевой подогреватель 4. Он нагревает пристенный кольцевой слой трубопровода до температуры, при которой происходит плавление парафинов в нефти. Также устанавливается устройство

5, которое вводит раствор депрессорной присадки в этот нагретый слой нефти.

Для приготовления раствора депрессорной присадки с нефтью применяется емкость 6. После этого раствор перекачивается в устройство 5 при помощи дозирующего насоса.

В холодный сезон намеренно повышают температуру нефти, чтобы к моменту нагрева пристенного кольцевого слоя и добавления присадки она поступала с температурой, аналогичной летнему периоду.

Преимущества	Недостатки
Возможность исключения строительства дополнительного оборудования.	
Повышения экономичности перекачки	
Экономичность использования депрессорной присадки	

Таблица 2.3.4.1.-Преимущества и недостатки технологии обработки пристенного кольцевого слоя.

Вывод:

Проанализировав различные виды депрессорных присадок, свой выбор мы остановили на применении депрессорных присадок с противотрубными свойствами, что значительно улучшает процесс транспортировки высоковязкой нефти по трубопроводу [REDACTED]

А также выделив положительные и отрицательные моменты двух методов добавления присадки, свой выбор мы остановили на методе закачки присадки- пристенный кольцевой слой.

где n -коэффициент надежности по нагрузке, внутреннему рабочему давлению в трубопроводе; $n=1,1$ (СНиП 2.05.06-85* табл. 13) [Error! Reference source not found.]

R_1 -расчетное сопротивление растяжению, МПа, определяемое по формуле 3.2:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H} \quad 3.2$$

где m -коэффициент условий работы трубопровода; $m=0,9$ (СНиП 2.05.06-85* табл. 1);

k_1 -коэффициент надежности по материалу, $k_1= 1,4$ (СНиП 2.05.06-85* табл. 9)[Error! Reference source not found.].

k_H -коэффициент надежности по назначению трубопровода, $k_H =1$ (СНиП 2.05.06-85* табл.11)[Error! Reference source not found.].

R_1^H -нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, равняется минимальному значению временного сопротивления и предела текучести, принимается по государственным стандартам и технических условиям стали

Толщину стенки стенки принимаем равной 4 мм.

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщина стенки определяется по формуле 3.3 [Error! Reference source not found.]:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot p)} \quad 3.3$$

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

где ψ_1 -коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяется формуле 3.4:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{прN}|}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{прN}}{R_1} \quad 3.4$$

где $\sigma_{прN}$ -продольное осевое сжимающее напряжение, Мпа определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб, определяется по формуле 3.5.[**Error! Reference source not found.**].

$$\sigma_{прN} = -\alpha_t \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_H} \quad 3.5$$

где α_t -коэффициент линейного расширения металла труб, $\alpha_t=1,2 \cdot 10^{-5}$;

E -модуль упругости металла (модуль Юнга) $E=2,06 \cdot 10^5$ Мпа;

Δt -расчетный температурный перепад;

$\mu=0,3$ переменный коэффициент деформации стали (коэффициент Пуассона);

$D_{вн}$ -диаметр внутренний, мм, с толщиной стенки δ_H .

$$D_{вн} = D_H - 2 \cdot \delta_H \quad 3.6$$

Абсолютное значение максимальных положительных или отрицательных перепадов температур, определим по формулам 3.7, 3.8:

$$\Delta t_+ = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} \quad 3.7$$

$$\Delta t_- = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} \quad 3.8$$

Найдем продольное осевое сжимающее усилие, по формуле 3.5:

[REDACTED]

Данное число получилось отрицательным, что означает присутствие сжимающих напряжений.

Вычислим, коэффициент, которые учитывает двухосное напряженное состояние труб по формуле 3.4:

[REDACTED]

При наличии продольных напряжений расчетная толщина стенки, определится по формуле 3.3:

[REDACTED]

Толщину стенки труб следует принять не менее $(1/140) D_H$, но не менее 4мм –для труб условным диаметром свыше 200 мм [**Error! Reference source not found.**]:

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

3.2 Расчет потерь давления и напора на трение при перекачке высоковязкой нефти без добавления депрессорной присадки

Для максимально эффективной эксплуатации необходимо иметь гидравлические характеристики трубопроводных систем, без которых нельзя выстроить достоверную производительность трубопровода.

Конечная цель гидравлического расчета трубопроводов –обеспечение заданной производительности перекачки.

Найдем секундный расход нефти по формуле 3.9:

$$Q_c = \frac{Q_g}{N_r \cdot 24 \cdot \rho \cdot 3600} \quad 3.9$$

Где $N_r = 350$ число движения рабочих дней для магистрального

нефтепровода диаметром до 820 мм и длиной до 250 км. (ВНТП 2-86.Табл.3)[15]

ρ –плотность нефти []

[]

Внутренний диаметр трубопровода равен []

Средняя скорость течение нефти по трубопроводу рассчитывается по формуле 3.10:

$$V = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot D_{BH}^2} \quad 3.10$$

[]

Проверка режима течения по формуле 3.11:

$$Re = \frac{V \cdot D_{BH}}{\nu} \quad 3.11$$

[]

Относительная шероховатость труб по формуле 3.12:

$$\varepsilon = \frac{\Delta}{D_{BH}} \quad 3.12$$

Δ -средняя абсолютная шероховатость для нефтепроводных труб после нескольких лет эксплуатации=0,22мм

[]

Определим зону и режим течения трубопровода:

[]

Следовательно, что режим течения трубопровода-турбулентный, зона гидравлических гладких труб.

По формуле Блазиуса, найдем коэффициент гидравлического сопротивления по формуле 3.13:

3.13

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}$$



Гидравлический уклон находим по формуле 3.14:

$$i = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} \quad 3.14$$



Потери напора на трение в трубопроводе определим по формуле 3.15:

$$h_{\text{тр}} = i \cdot L \quad 3.15$$



Потери напора на местные сопротивления по формуле 3.16:

$$h_{\text{мс}} = 0,02 \cdot h_{\text{тр}} \quad 3.16$$



Определим скорость течения по формуле 3.17:

$$V = \frac{4Q}{\pi \cdot d^2} \quad 3.17$$



Потери давления в трубопроводе найдем по формуле 3.18:

$$\Delta P = l \cdot \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} \cdot \rho \quad 3.18$$



3.3 Расчет потерь давления и напора при перекачке высоковязкой нефти с добавлением депрессорной присадки

Плотность смеси определим по формуле 3.19:

$$\rho_{\text{см}} = \rho_{\text{н}} \cdot (1 - K) + \rho_{\text{р}} \cdot K \quad 3.19$$

Задаем концентрацию депрессорной присадки $K=0,2$.

Найдем секундный расход нефти по формуле 3.9:

$$Q_c = \frac{Q_r}{N_r \cdot 24 \cdot \rho \cdot 3600} \quad 3.9$$

Где $N_r = 350$ число движения рабочих дней для магистрального нефтепровода диаметром до 820 мм и длиной до 250 км. (ВНТП 2-86.Табл.3)[15]

Внутренний диаметр трубопровода

Средняя скорость течение нефти по трубопроводу рассчитывается по формуле 3.10:

Проверка режима течения по формуле 3.11:

Относительная шероховатость труб по формуле 3.12:

Δ -средняя абсолютная шероховатость для нефтепроводных труб после нескольких лет эксплуатации=0,22мм

Определим зону и режим течения трубопровода:

Следовательно, что режим течения трубопровода-ламинарный, зона гидравлических гладких труб.

По формуле Блазиуса, найдем коэффициент гидравлического сопротивления по формуле 3.13:



Гидравлический уклон находим по формуле 3.14:



Потери напора на трение в трубопроводе определим по формуле 3.15:



Определим скорость течения по формуле 3.17:



Потери давления в трубопроводе найдем по формуле 3.18:

$$\Delta P = l \cdot \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$$



Рассчитаем различия потери напора и давления при перекачке нефти с добавлением депрессорные присадки и без по формуле 3.20:

$$\Delta h_T = h_{Tч} - h_{ТП} \quad 3.20$$

где:

$h_{Tч}$ –потери напора при перекачке нефти без добавления присадки;
 $h_{ТП}$ –потери напора при перекачке нефти с добавлением присадки.



Рассчитаем снижение потери напора в процентах при добавление депрессорной присадки из выражения 3.21:

$$h_{ТС} = \frac{\Delta h_T}{h_{Tч}} \cdot 100\% \quad 3.21$$



Рассчитаем изменение в потерях давления при перекачке нефти с добавлением депрессорной присадки и без по формуле 3.22:



Где:

$\Delta P_{ч}$ -потери давления при перекачке нефти без добавления депрессорной присадки;

$\Delta P_{п}$ -потери давления с добавлением депрессорной присадки.

Рассчитаем процентное снижение в потерях давления при добавлении депрессорной присадки из равенства 3.23:

$$P_c = \frac{\Delta P}{\Delta P_{ч}} \quad (3.23)$$

3.4 Расчет потерь напора в ПК «Ansys»

Далее проведем расчет методом компьютерного моделирования.



Рисунок 3.3.1- модель трубопровода в Inventor.

Выполнение данной задачи предполагает применение модуля CFX, который является частью программного комплекса ANSYS Workbench. С его помощью можно решать разнообразные задачи в области гидрогазодинамики, моделировать процессы, которые происходят в оборудовании.

Затем эта модель будет использоваться в модуле DesignModeler программы ANSYS. Модуль Mesh применяется для декомпозиции

геометрической модели на конечные элементы. Следующие настройки будут установлены:

■ Inflation - служит для создания и управления граничным слоем, позволяя сделать сетку более детализированной в определенной приграничной зоне. В настройках Inflation мы указываем First Layer Thickness для определения высоты граничного слоя и его количества, где дополнительно

■

- MultiZone - обеспечивает автоматическое деление геометрии на проектируемые и свободные зоны. Этот инструмент автоматически создает чистую шестигранную сетку там, где это возможно, и затем заполняет области, сложные для моделирования, неструктурированной сеткой.

Проведем расчет для транспорта высоковязкой нефти без применения депрессорной присадки.

В настройках модуля Setup задаем исходные параметры: тип перекачиваемого продукта (нефть ■)

■

В качестве модели турбулентности выбираем K-ε (K-εpsilon)-с высокой степенью достоверности описывают сдвиговые течения на удалении от стенки.

Решение задачи происходит в модуле Solution. По завершении расчетов, все результаты будут сохранены и готовы для последующего анализа. Визуализация результатов осуществляется в модуле CFD-Post, где представлено распределение полного давления в трубопроводе.

Чтобы определить разность полного давления между входом и выходом трубопровода, мы используем выражение CEL, которое заносим в модуль Exhpressions:

«(massFlowAveAbs(TotalPressure)@inlet-massFlowAveAbs(Total Pressure)@outlet)/areaAve(Density)@inlet/g».

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

Вывод:

В расчетной части был проведен аналитический и программный анализ эффективности метода применения депрессорной присадки с противотурбулентными свойствами при перекачивании высоковязкой нефти. Начальные этапы анализа включали определение толщины стенки трубопровода, далее были рассчитаны потери напора на трение, а также потери давления в трубопроводе без использования депрессорной присадки. Эти начальные данные были затем сравнены с результатами, полученными при использовании депрессорной присадки, что позволило увидеть снижение напора примерно в 1,5 раза.

В процессе работы использовался комплекс ПК Ansys, который предоставил возможность для более точного и детализированного моделирования потока с применением депрессорной присадки, этот анализ подчеркнул значительную эффективность депрессорных присадок с противотурбулентными свойствами в снижении потерь напора и давления при перекачивании среды через трубопроводы.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В процессе разработки решения какой-либо проблемы одной из основных составляющих успешного его применения является оценка ресурсоэффективности и ресурсосбережения предполагаемой технологии. Рассмотрев вопрос повышения эффективности транспортировки высоковязкой нефти с депрессорными присадками с точки зрения применимости технологии в районах Крайнего Севера, необходимо теперь задаться вопросом коммерческой ценности данного метода.

В данной главе будет представлена оценка экономического эффекта от применения депрессорных присадок для транспорта высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера.

4.1. Обоснование применение депрессорных присадок

Последние десятилетия наблюдается существенное увеличение числа трудно извлекаемых запасов нефти, поскольку большинство осваиваемых месторождений находится в районах крайнего севера. Добываемая нефть характеризуется повышенным содержанием парафинов и асфальто-смолистых веществ, значительно влияющих на вязкость транспортируемого продукта. Свойства перекачиваемой по трубопроводу нефти напрямую определяют его пропускную способность и экономическую целесообразность. Вязкость нефти является главным препятствием для достижения необходимой при транспортировке скорости, что ведёт к дополнительным материальным затратам. Поэтому уменьшение вязкости нефти в условиях Крайнего Севера является важной задачей, для решения которой используются депрессорные присадки.

4.2. Оценка экономической эффекта от реализации проекта

При оценке экономической эффективности проекта примем, что

					<i>Повышение эффективности трубопроводного транспорта высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Иванова А.А.</i>			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение			
<i>Руковод.</i>		<i>Никольчиков В.К.</i>					84	131
<i>Консульт.</i>						Отделение нефтегазового дела Гр.2БМ11		
<i>Рук-ль ООП.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

продолжительность эксплуатации трубопровода -25лет.

Для проекта потребуется:

- 1) Депрессорная присадка
- 2) Установка для ввода присадки

Присадка добавляется к нефти в количестве 0,05%($Q_{п}$) от массы обрабатываемой нефти.

Количество необходимой присадки рассчитываем по формуле (4.1):

$$M = \frac{Q_{н} \cdot Q_{п}}{100\%} \quad (4.1)$$

Цена присадки -145300 руб тонн.

Следовательно, затраты на обработку 1500 тонн высоковязкой нефти составят 217,95 млн руб.

Размеры капитальных вложений определяется как сумма затрат на приобретение оборудования, транспортные, монтажные, пуско-наладочные расходы, рассчитываемые в процентах от стоимости приборов и средств автоматизации.

Формула определение капитальных вложений будет иметь вид:

$$IC = Цт + Тр + ПН + М \quad (4.2)$$

где, $Цт$ –стоимость приобретаемого оборудования и присадки, тыс. руб.;

$Тр$ – транспортные расходы;

$ПН$ – пусконаладочные расходы;

$М$ – расходы на монтажные работы.

Транспортные расходы на доставку оборудования до места установки примем как десятую часть от стоимости самого оборудования. Затраты на пусконаладочные и монтажные работы, примем равными 5% и 8% соответственно.

При этих условиях размер капитальных вложений составит:

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		85

$IC = (1500000 + 217950000) * (1 + 0,1 + 0,05 + 0,08) = 269578500$
руб

Нормой годовых затрат на ремонт и техническое обслуживание для установок по вводу присадок примем равным 2 % от первоначальной стоимости оборудования.

Таблица 4.2.1- Эксплуатационные затраты в первый и последний год обслуживания.

млн.руб	2024	2032
Материальные затраты	9,99	9,99
Фонд оплаты труда	3,33	3,33
Отчисления от фонда оплаты труда (30,2%)	1,0067	1,0067
Амортизационные отчисления	10,78	10,78
Прочие работы и затраты	14,36	12,46
Итого:	40,72	38,82

Показатели, необходимые для оценки эффективности проекта:

1. чистый дисконтированный доход;
2. срок окупаемости;
3. дисконтированный срок окупаемости.

Ставка дисконтирования по рекомендациям Министерства финансов РФ принимается равной 15%.

Показатели экономической эффективности внедрения нового проекта представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Показатели экономической эффективности внедрения

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		86

депрессорных присадок в 2032 году.

Накопленный денежный поток	млн. руб.	885,5
Чистый дисконтированный доход (ЧДД) ($i = 15\%$), NPV	млн. руб.	342
Внутренняя норма доходности (ВНД, ВНР), IRR	%	45,87
Срок окупаемости (простой), PP	годы	1,7
Срок окупаемости (дисконтированный), DPP	годы	3,8
Индекс доходности капитальных вложений, PI	доли ед.	1,27

Исходя из расчетных данных построим график (рис.4.2)

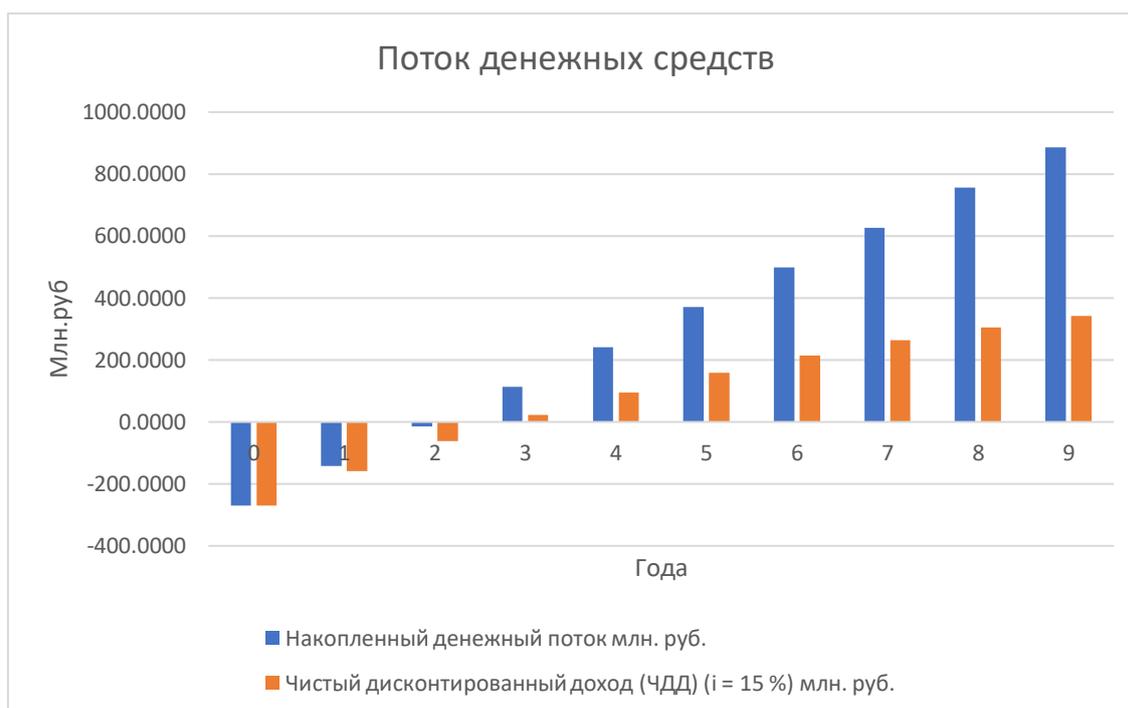


Рисунок 4.2.2 – Поток денежных средств за срок эксплуатации проекта.

По результатам расчетов и построенного графика можно определить, что срок окупаемости проекта составит 3,8 лет.

В данной главе была проведена оценка экономического эффекта проекта по введению депрессорных присадок в трубопровод с высоковязкой нефтью.

Расчеты экономической эффективности показали, что предлагаемый проект является рентабельным.

5. Социальная ответственность

Введение

Эффективным способом повышения низкотемпературных свойств нефтей, служит использование депрессорных присадок. Это вещества, за счет введения которых, даже в малых дозах, можно добиться существенного уменьшения температуры застывания и улучшение текучести в условиях низких температур. Депрессорные присадки не способствуют растворению парафина и не снижают его концентрацию, их воздействие направлено на изменение размеров, формы и строения частиц, которые находятся в дисперсной фазе. Под влиянием присадки происходит изменение кристаллов и предотвращение увеличения матриц парафинов, которые считаются основной причиной застывания нефти. В данном разделе проведен анализ возможных вредных и опасных факторов при эксплуатации установки по введению депрессорной присадки. Также описаны мероприятия по их уменьшению, рассмотрены вопросы промышленной безопасности, гражданской обороны, охраны окружающей среды, а также организационные и правовые вопросы обеспечения безопасности.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К производству работ допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие квалификацию, соответствующую утвержденным инструкциям по охране труда по профессиям, прошедшие соответствующее профессиональное обучение и проверку знаний на допуск к самостоятельной работе, обученные действиям при ликвидации аварий и их последствий, имеющие соответствующую группу по электробезопасности и навыки применения соответствующих средств индивидуальной защиты (СИЗ), оказанию доврачебной помощи, прошедшие медицинский осмотр и не имеющие медицинских противопоказаний к указанной работе.

					<i>Повышение эффективности трубопроводного транспорта высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Иванова А.А.</i>			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никульчиков В.К.</i>					88	131
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						
						<i>Отделение нефтегазового дела Гр.2БМ11</i>		

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации:

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше),
- оплачиваемый отпуск, являющийся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней),
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада),
- льготы для пенсионного обеспечения, – бесплатное лечение и оздоровление,
- выдача расходных материалов – спецодежды, обеззараживающих средств.

Компенсация дополнительного отпуска за вредные условия труда для работника предусмотрена только за те дни, которые дает работодатель сверх минимального значения (более 7). Кроме компенсаций, существует такое понятие как доплата за вредные условия труда, которая также может устанавливаться работодателем. Судебная практика указывает, что к такому роду доплат относится и так называемая компенсация морального ущерба сотрудникам, работающим в опасных условиях.

Персонал допускается к работе только в спецодежде и в средствах индивидуальной защиты, после инструктажа. Производственный процесс должен быть организован так, чтобы не допускать выделения в воздух рабочей зоны газа и вредных веществ.

Все эксплуатируемые электроустановки должны соответствовать требованиям «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей и других нормативных документов. Все работники должны уметь пользоваться средствами пожаротушения и уметь оказывать первую помощь при несчастном случае. Не допускается загромождение рабочих мест, проходов, доступа к противопожарному оборудованию.

5.2 Производственная безопасность

Производственная безопасность – это система организационных мероприятий и технических средств, уменьшающих вероятность воздействия на работающих опасных и вредных производственных факторов до приемлемого уровня

Эксплуатация установок для введения депрессорных присадок является работой повышенной опасности, вследствие потенциальной возможности влияния опасных и вредных факторов, указанных в таблице 5.2.1.

Таблица 5.2.1- Возможные опасные и вредные факторы при эксплуатации установок для введения депрессорных присадок.

Работы	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Нагрев депрессорной присадки; 2. Подача присадки в резервуар с нефтью; 3. Перемешивание центробежными насосами; 4. Подача концентрата в трубопровод.	1. Отклонение показателей микроклимата рабочего помещения; 2. Повышенный уровень шума на рабочем месте; 3. Повышенный уровень вибрации. 4. Тяжесть и напряженность физического труда 5. Повреждения в результате контакта с животными.	1. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу 2. Поражение электрическим током 3. Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов	СанПин 2.2.4.548-96 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.003-83 СН 2.2.4/2.1.8.2.56 2-96 ГОСТ 12.2.003-91 СНиП II-12-77 ГОСТ 12.1.007-76 ГОСТ Р 12.1.019-2009 ГОСТ Р 51337-99

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата
------	------	---------	---------	------

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

5.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата рабочего помещения

Микроклимат производственного помещения – это состояние внутренней среды помещения, которое влияет на человеческий организм посредством температуры, скорости движения воздуха, температуры, окружающей поверхности и влажности. Высокая температура способствует ускоренному утомлению работника, может стать причиной перегрева, теплового удара. Низкая температура может также негативно влиять на организм человека, она может вызвать охлаждение организма, простудное заболевание или даже обморожение. Подвижность воздуха увеличивает теплоотдачу организма, она имеет положительное значение при высоких температурах и отрицательное – при низких. При высокой температуре воздуха и относительной влажности может случиться перегрев организма, а при низкой переохладение организма из-за усиления теплоотдачи с поверхности кожи. Также низкая влажность может стать причиной пересыхания слизистых оболочек дыхательных путей.

ГОСТ 12.1.005 – 88 «Воздух рабочей зоны» [34] определяет основные санитарно-гигиенические требования к температуре, относительной влажности, скорости движения воздуха в воздухе рабочей зоны с учётом избытков явного тепла, тяжести выполняемой работы и сезона года.

5.2.1.2 Меры по обеспечению благоприятного микроклимата:

Система отопления (так как на данном объекте суровые климатические условия, то следует возводить здания с толщиной стен не менее 0,8 м, рабочих защищаем от открытых систем отопления теплоотражающими экранами, строгим теплоизоляцию источников, при сильной тепловом излучении возводим теплоотводящие экраны, для данной системы с давлением до 5 атм. организуем диагностику, планово-предупредительный ремонт).

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						91
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Вентиляция (естественная вентиляция – аэрация, механическая вентиляция, кондиционирование – поддержание в помещениях заранее заданных метеорологических условий).

5.2.1.3 Организация работ на открытом воздухе:

Спецодежда – должна защищать от низкой температуры и осадков, изготавливается из хлопчатобумажных тканей с водоотталкивающими пропитками, для зимних условий из натурального меха. Следует проводить чередование труда и отдыха.

Районы Крайнего Севера, характеризующиеся распространением многолетнемерзлых грунтов, характеризуются резко континентальным, субарктическим или арктическим климатом с низкими среднегодовыми температурами, очень суровой зимой. Источником формирования данного вредного производственного фактора могут являться плохие метеорологические условия, в результате которых возможно отклонение показателей климата в рабочей зоне. Отклонение показателей микроклимата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего и стать причиной заболевания. Оптимальный климат характеризуется сочетанием таких параметров, которые обуславливают сохранение нормального функционального состояния организма. При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время года работы приостанавливаются. Значения показателей, при которых прекращаются работы на открытом воздухе, представлены в таблице 2.

Таблица 5.2.1.3.1– Значения показателей, при которых прекращаются работы на открытом воздухе

Скорость ветра, м/сек	Температура воздуха, °С	
	предоставить перерывы для обогрева и отдыха	прекратить работу
при безветренной погоде	-25	-42
От 5 до 10	-20	-38
От 10 до 22		-30
22 и более	-	независимо от температуры воздуха

В зимний и летний период при работе на открытом воздухе для предотвращения перегрева или переохлаждения рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. Используемая рабочая одежда должна соответствовать сезону года и конкретным погодным условиям.

5.2.1.4 Повышенный уровень шума на рабочем месте

На рабочем месте при производстве работ шум может создаваться различным работающим оборудованием, к нему относятся центробежные и плунжерные насосы, теплообменники, распыляющие устройства и другое оборудование.

Шум – это спектр звуков различных частот. Работникам рекомендуется находиться в наушниках, так как длительное воздействие шума может оказывать вредное влияние на организм работника.

Громкость ниже 80дБ, как правило, не оказывает никакого влияния на органы слуха, а воздействие шума выше 85дБ в соответствии с нормативными документами СН 2.2.4/2.1.8.2.562-96 [36] и ГОСТ 12.1.003-83 [35], способно привести к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления в организме человека.

Таблица 5.2.1.4.1 - Основные методы борьбы с шумом

Снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
Снижение шума на пути распространения звука;
Применение средств индивидуальной защиты СИЗ (наушники, ушные вкладыши);
Использование средств автоматики для управления технологическими процессами;
Соблюдение режима отдыха и труда.

5.2.1.5 Повышенный уровень вибрации

Объектами повышения уровней вибрации являются теплообменники трубопроводы, насосы и т.п. Для соблюдения санитарного контроля и нормирования применяются средние квадратические значения виброскорости или виброускорения, а также их значения в логарифмическом виде в децибелах. По санитарным нормам для первой категории общей вибрации, значение виброускорения скорректированного по частоте имеет значение 62 дБ, а для виброскорости – 116 дБ. Наиболее опасной для человеческого организма вибрация с частотой 6-9 Гц [37].

Коллективные средства защиты: применение амортизаторов (пружинных, резиновых, металлорезиновых). При строительстве оборудования нужно его надежно крепить и контролировать, амплитуда колебаний подошвы для особо ответственных установок – 0,05 мм. Производить планово-предупредительный ремонт (отцентровка, балансировка). В работе оборудования применять вибро смазки. Применение динамических виброгасителей. Производить кратковременные перерывы в работе на 10 -15 минут через каждые 1,5 часа.

5.2.1.6 Тяжесть и напряженность физического труда

Магистральный нефтепровод, прокладываемый в рассматриваемых условиях, характеризуется большой протяженностью и значительной удаленностью его участков от населенных пунктов. В связи с этим, работникам линейной эксплуатационной службы длительное время приходится проводить в командировках, что сопровождается тяжелым и

напряженным трудом. Основным при выполнении работ является физический труд, в результате которого происходит утомление мышц и снижение мышечной деятельности человека. Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний.

Для работника линейной эксплуатационной службы, допустимые показатели физической нагрузки имеют следующие значения:

- Физическая динамическая нагрузка до 46;
- Масса поднимаемого и перемещаемого груза вручную до 30 кг;
- Стереотипные рабочие движения до 40000 за смену;
- Наклоны корпуса до 100 за смену;
- Перемещения в пространстве до 8 км по горизонтали, до 2,5 км по вертикали.

Для снижения результатов воздействия данного фактора необходимо чередование периодов работы и отдыха. У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, должен быть нормированный рабочий день с обеденным перерывом и периодическими кратковременными перерывами, а также должны быть предусмотрены надбавки к заработной плате и увеличена продолжительность отпуска.

5.2.1.7 Повреждения в результате контакта с животными

Районы Крайнего Севера характеризуется низкой плотностью населения и большими расстояниями между населенными пунктами, что обуславливает богатство животного мира региона, в том числе наличие крупных хищных зверей, насекомых и клещей. Столкновение сотрудников линейной эксплуатационной службы с этими животными вполне вероятно при работе на трассе нефтепровода в определенные периоды года и может привести к получению травм и, в отдельных случаях, к летальному исходу.

Для предотвращения негативного воздействия данного опасного фактора необходимо обеспечить персонал обувью и спецсредствами, позволяющими отпугивать диких животных. Кроме того, к профилактическим

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		95

мерам относится вакцинация всех работников линейной эксплуатационной службы от клещевого энцефалита и других заболеваний, а также применение репеллентов и плотной спецодежды с накомарниками и манжетами, плотно прилегающими к телу.

На случай нападения зверей у бригады, работающей на трассе, с собой должны находиться средства для оказания первой помощи при переломах и рваных ранах. Все сотрудники должны быть обучены методам оказания первой медицинской помощи. Также бригада должна быть обеспечена лекарственными препаратами, снижающими аллергическую реакцию при множественных укусах насекомых.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

5.2.2.1 Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Защита дыхательных органов осуществляется с помощью разнообразных противогазов и респираторов. Органы зрения защищаются путем использования предохранительных очков. Респираторы предназначаются для предотвращения попадания в легкие человека взвешенной в воздухе пыли, противогазы - для защиты от вредных паров и различных газов. Выбор противогаза определяется от значения концентрации кислорода в воздухе: Фильтрующие - при содержании кислорода в воздухе свыше 19 %. Шланговые - применяются при содержании кислорода в воздухе менее 20 % при наличии в воздухе больших концентраций вредных газов (свыше 0,5 % об.). Также шланговые противогазы всегда применяются при работах, происходящих внутри аппаратов, резервуаров и других закрытых объектах.

Каждый сотрудник, работающий на данном производстве, должен иметь СИЗ.

Данный объект должен иметь на балансе приборы для замера вредных веществ (газоанализаторы, лазерная техника).

Должна учитываться роза ветров, с учетом эвакуации населения и

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		96

постройки жилых помещений.

5.2.2.2 Поражение электрическим током

Слабо изолированные токопроводящие части различных оборудования (теплообменники, насосы, тепловые камеры) могут привести к поражению электрическим током. Электрическая цепь через тело человека возникает только при условии, что человек касается цепи как минимум в двух точках.

Воздействие электрического тока может приводить к электротравмам (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрическому удар и профессиональным заболеваниям. Ожоги является наиболее опасным последствием возникновения электрической цепи. По способу получения различают 2 основных вида:

- токовый (контактный) вид – возникает непосредственно при появлении контакта человека с токоведущей частью, когда электрический ток проходит через тело человека;

- дуговой вид – данный вид, обусловлен тепловым воздействием электрической дуги на тело человека (такие ожоги обычно серьезные и глубокие).

В электрической цепи значение параметра напряжения должно удовлетворять ГОСТ 12.1.019 – 79[38] и быть в свою очередь не более 50 мА. В целях защиты от поражения током применяются коллективные и индивидуальные средства.

Таблица 5.2.2.2.1 - Коллективные и индивидуальные средства защиты.

Коллективные средства защиты	Индивидуальные средства защиты
Изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывной контроль;	Диэлектрические перчатки;
Установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка;	Инструменты с изолированными рукоятками;
Использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов;	Диэлектрическая обувь;
Применение малых напряжений, защитное заземление;	Изолирующие подставки.
Зануление;	
Защитное отключение.	

5.2.2.3 Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов

В процессе проведения различных работ с использованием того или иного оборудования возникает вероятность перегрева его поверхностей и механических частей, что может привести к опасности получения работниками ожогов при контакте с нагретыми поверхностями. Для оценки риска ожога при контакте поверхности машины с кожей необходимо измерить температуру поверхности. Измерение проводят в нормальных условиях работы оборудования. Также должен быть учтен наибольший нагрев поверхности оборудования перед окончанием работ. Если температура равна или превышает ожоговый порог, то имеется риск ожога. Необходимые защитные меры должны реализовываться применительно к персоналу. Могут быть приняты как одиночные, так и комбинированные [39].

Конструктивные меры:

- снижение температуры поверхности;
- изоляция (например, из дерева, пробки, фибры);
- ограждение (экран или барьер); -конфигурирование поверхности (придание шероховатости, использование ребер).

Организационные меры:

-предупредительные (предупредительные сигналы, индикация и звуковые сигналы тревоги);

-инструктаж, обучение;

-техническая документация, инструкции пользователю. Меры персональной защиты:

-индивидуальное защитное снаряжение.

Предпочтительны конструктивные меры [40].

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Воздействие на атмосферу

Обеспечение минимального возможного выделения загрязняющих веществ в атмосферу является одной из определяющих целей при эксплуатации оборудования.

Проектом предусматривается определенный комплекс решений:

- технологические операции, процессы производятся в герметичной аппаратуре;

- арматура, которая работает при избыточном давлении должна быть оборудована предохранительными устройствами;

- - должна быть предусмотрена специальная закрытая дренажная емкость, в которую производится сброс остатков углеводородов от предохранительных клапанов при освобождении трубопроводов и оборудования при остановке или ремонте.

5.3.2 Воздействие на литосферу

Попадание нефти и нефтепродуктов в почву приводит к снижению биологической продуктивности ее и фитомассы растительного покрова. Характер и степень влияния нефти и нефтепродуктов определяются видовым составом растительного покрова, временем года и другими факторами. Наиболее токсичными являются нафтенные и керосиновые фракции. Углеводороды с меньшей температурой кипения оказываются низкотоксичными, поскольку испаряются с поверхности растений, не успевая проникнуть через растительную ткань.

В отличие от районов с относительно умеренным климатом, загрязнение нефтью и нефтепродуктами на Крайнем Севере характеризуется более серьезными последствиями. Низкие температуры воздуха и почвы, сильные ветры, небольшая продолжительность летнего теплого периода, во время которого активизируются биологические процессы, обуславливают чрезвычайно сложный режим функционирования наземного растительного покрова. Поэтому всякое нарушение этого режима может привести к необратимым процессам. Период самовосстановления растительного покрова после загрязнения нефтью для северных условий составляет от 10 до 15 лет.

Эксплуатация трубопроводов в северных районах и без аварийных разливов оказывает влияние на литосферу. Проходка траншей локально изменяет режим питания растительного покрова влагой, нарушает теплофизическое равновесие, растопляет многолетнемерзлые грунты, приводит к гибели чувствительный к механическому и другому воздействиям растительный покров малоземельной тундры. При растеплении происходит процесс эрозии. Эрозия наносит ущерб окружающей среде втроекратно: разрушает естественные или созданные в сооружениях геометрические формы, следствием чего обычно становится утрата устойчивости и эстетические дефекты; перемещает грунтовые частицы во взвешенном состоянии в водных потоках, создавая отложения частиц в местах сноса вследствие смыва грунта с обочин, образование промоин, загрязняя земли, ухудшая плодородие почвы.

Для предотвращения воздействия на литосферу используют технические решения по тепловой изоляции труб и надземной прокладке трубопровода.

5.3.3 Воздействие на гидросферу

При несоблюдении правил эксплуатации, авариях, ремонтных работах различные загрязняющие вещества (нефть, шлам, масла и т.п.) поступают в гидросферу в составе сточных вод от различных оборудования НПС. Для предотвращения загрязнения используются различные методы очистки:

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						100
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

химический (ионообменный метод, адсорбция), механический, физико-химический (электрокоагуляция, электродиализ), биологический и термический. Состав сточных вод является разнообразным, в него входят различные примеси: нефтепродукты, хлориды, железо, сульфаты. Поэтому для эффективной очистки нужно использовать различные методы комплексно.

Мероприятия по защите гидросферы: осмотр оборудования и устранение неисправностей; удаление отходов в определенные места и дальнейший транспорт к местам переработки, а затем отведение сточных вод

Загрязняющие вещества, такие как нефть, масла, растворители, шлам очистки насосов от нефти поступают в гидросферу в составе сточных вод от многих объектов НПС, в том числе и печей подогрева, где причиной этого могут быть ремонтные работы, несоблюдение правил эксплуатации оборудования, аварии. Применяются следующие методы очистки: механическая (центрифугирование), химическая (адсорбция, ионообменный метод), физико-химическая (электрофлотация, электродиализ, электрофорез, электрокоагуляция), термическая, биологическая. Как правило, в состав сточных вод входят следующие примеси: железо, нефтепродукты, метанол, фенолы, сульфаты, хлориды, СПАВ.

В связи с этим, методы очистки сточных вод применяют комплексно. Мероприятия по защите гидросферы: своевременный осмотр оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям; своевременная уборка отходов в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки; очистка и затем отвод сточных воды с объектов НПС.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации в зависимости от характера их возникновения подразделяют на природного и техногенного характера. На территории Крайнего Севера частыми ЧС природного характера являются: лесные пожары, паводки, морозы, метели, техногенного: пожары, отключение электроэнергии, взрывы, разливы ядовитых реагентов. Также ЧС разделяют на внутренние (по причине на предприятии) и внешние (по причине, не

Таблица 5.4.1.1 – Нефтеемкость грунтов.

Грунт	Влажность, %				
	0	20	40	60	80
Гравий (диаметр частиц 2...20 мм)	0,30	0,24	0,18	0,12	0,06
Пески (диаметр частиц 0,05...2мм)	0,30	0,24	0,18	0,12	0,06
Кварцевый песок	0,25	0,20	0,16	0,10	0,05
Супесь, суглинок	0,35	0,28	0,21	0,14	0,07
Суглинок легкий	0,47	0,38	0,28	0,18	0,10
Глинистый грунт	0,20	0,16	0,12	0,08	0,04
Торфяной грунт	0,50	0,40	0,30	0,20	0,10

$$M_{\Gamma} = \rho_{\Gamma} \cdot F_{\Sigma} \cdot h_{\Sigma}, \quad (3)$$

где ρ_{Σ} – плотность нефтезагрязненного грунта, т/м³.

$$M_{\Gamma} = 1750 \cdot 100 \cdot 0,05 = 8750 \text{ т}$$

В качестве натурального показателя оценки опасности нанесения вреда природной среде от нефтезагрязнений используется условный коэффициент всхожести семян, установленный опытным путем, который меняет свое значение в зависимости от содержания нефти и нефтепродуктов в почве и учитывает самоочищение почвы от загрязнения нефтью.

Значения уровней загрязнения почвы нефтью, а также ориентировочные характеристики всхожести семян растительности приведены в таблице 6.

Таблица 5.4.1.2 – Уровни загрязненности земель нефтью

Уровни загрязненности почвы	Концентрация нефти в почве, г/кг		Всхожесть семян, %	Условный коэффициент всхожести семян
	Минеральные почвы	Торфяники		
Допустимый	0,5 – 1,0	3 – 5	97 – 98	0,98
Пороговый	3 – 5	20 – 30	80 – 85	0,82
Низкий	20 – 30	40 – 50	67 – 70	0,68
Средний	40 – 50	70 – 80	45 – 55	0,50
Высокий	70 – 80	90 – 100	20 – 30	0,25
Опасный	200 – 250	250 – 300	0 – 10	0,05

5.4.2 Очистка и рекультивация земель после аварийного разлива нефти

После сбора разлитой нефти часть ее остается сорбированной на почве и остатках растительности. Она частично выветривается, а при более длительных сроках – частично или полностью битуминизируется, покрывая почву плотной коркой.

Для ликвидации нефтяного загрязнения земель рекомендуется полное удаление загрязненного грунта с последующей его очисткой. Для очистки рекомендована экстракция нефти органическими растворителями, а при наличии благоприятных условий — биохимическое разложение углеводородов нефти почвенной микрофлорой. В качестве биохимических методов очистки собранного с разливов грунта предлагается устройство орошения полей, компостирование либо просто разбрасывание на почве нефтесодержащих отходов с последующим их самоочищением.

В случае проникновения разлитой нефти в толщу грунта следует принимать дополнительные меры для обеспечения аэрирования всей его толщи. Наиболее распространенным способом аэрации загрязненного нефтью грунта является его рыхление фрезерованием или перепашка на всю глубину проникновения нефти. При этом достигается эффект снижения концентрации нефти в грунте за счет смешения нефтесодержащего грунта с незагрязненным или менее загрязненным из нижележащих его слоев.

После снижения содержания нефтепродуктов в почве на рекультивируемых участках до значений, обеспечивающих возможность роста и размножения наиболее нефтестойких зеленых растений, приступают к фиторекультивации загрязненных земель. В естественных условиях, после предварительного сбора разлитой нефти при низкой степени остаточного загрязнения грунтов, самопроизвольное заселение пионерных видов растений, наиболее устойчивых к нефтяному загрязнению, начинается уже к окончанию первого года рекультивации, даже без предварительного рыхления почв.

После посева на участке должны вестись длительные наблюдения за ростом трав. По достижении устойчивого нормативного общепроектного

покрытия участка, его рекультивация считается завершенной, а участок может быть представлен к сдаче. Дальнейшее самоочищение почвы на участке будет происходить самопроизвольно на протяжении многих лет. При этом рекультивированный участок должен быть обозначен вешками и аншлагами, запрещающими сбор ягод, грибов, сенокошение, выращивание продуктов питания и корма для животных. Снятие этих ограничений возможно только после проведения специальных исследований, подтверждающих экологическую безопасность почв и растительности на участке.

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Эксплуатация магистральных нефтепроводов в районах Крайнего Севера осуществляется в сложных условиях, характеризующихся большой удаленностью и труднодоступностью районов работы, суровым климатом, значительными физическими и эмоциональными нагрузками на работников. В связи с этим к сотрудникам линейной эксплуатационной службы предъявляются повышенные требования, а также применяются специфические решения по организации их труда и отдыха.

5.6 Специальные правовые нормы трудового законодательства

К самостоятельной работе в качестве трубопроводчика линейного допускаются лица, достигшие 18-летнего возраста, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью для работы в условиях Крайнего Севера, имеющие соответствующее профессиональное образование и соответствующее квалификационное удостоверение линейного трубопроводчика, прошедшие вводный инструктаж и инструктаж на рабочем месте по охране труда, прошедшие проверку знаний требований охраны труда и стажировку на рабочем месте, прошедшие инструктаж по электробезопасности с последующим присвоением 1-й квалификационной группы.

Надбавка за работу в условиях Крайнего Севера или приравненных к ним местностях выплачивается в соответствии с трудовым законодательством Российской Федерации.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		105

5.6.1 Особенности организации работы

В связи с особыми условиями эксплуатации магистральных нефтепроводов в условиях Крайнего Севера организация таких работ зачастую осуществляется вахтовым методом.

Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания. Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междуменного отдыха, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях, иных жилых помещениях.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междуменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации. В указанном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются и могут приходиться на дни междувахтового отдыха.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		107

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, в ходе выполнения выпускной квалификационной работы была подтверждена актуальность работы, что выбор технологии перекачки высоковязких нефтей является важной задачей, в связи с увеличением месторождений со сложным флюидами, а также выполнены поставленные задачи:

1. Выявлены особенности характеристики высоковязких нефтей.
2. Проведен анализ различных способов перекачки, в результате которого выбран наилучший метод перекачки нефти высокой вязкости по трубопроводу [REDACTED] с применением депрессорной присадки и с закачкой в притрубное кольцевое пространство трубопровода.
3. Выбрана новая депрессорная присадка с противотурбулентными свойствами, которая подходит по всем предъявляемым к ней параметрам.
4. Выполнен расчет потерь напора без добавления депрессорной присадки [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED] по вышеперечисленным расчетам доказана эффективность метода транспортировки высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера.
5. Проведен экономический расчет обработки нефти по введению депрессорной присадки, где срок окупаемости составил 3,8 лет, что доказывает рентабельность предлагаемого проекта, а также установлены опасные и вредные факторы, воздействующие на работника в процессе ее эксплуатации и разработаны меры защиты.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	<i>Повышение эффективности трубопроводного транспорта высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера</i>		
Разраб.		Иванова А.А.					
Руковод.		Никульчиков В.К				108	131
Консульт.					<i>Заключение</i> Отделение нефтегазового дела Гр.2БМ11		
Рук-ль ООП.		Шадрина А.В					

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. –М.: Стандартиформ, 2006. –12 с.
2. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы
3. РД 153-39.4-056-00 –Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов
4. РД 39-30-139-79. Методика теплового и гидравлического расчета магистральных трубопровода при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях
5. СТН 0147323.020-88. Проектирование нефтепромысловых трубопроводов, прокладываемых в условиях распространения вечномерзлых грунтов; введ. 01.07.88. -Тюмень: Гипротюменнефтегаз, 1988. -81 с.
6. Мастобаев Б.Н., Хайбуллин Р.Я., Арменский Е.А. Влияние асфальтосмолистых веществ на процесс парафинизации нефтепроводов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. –1981. –№8. –С. 9-10.
7. Химические реагенты в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов / Лисин Ю.В., Мастобаев Б.Н., Шаммазов А.М., Мовсум-задэ Э.М. –Спб: Недра, 2012. –360с
8. Развитие мировой системы нефтепроводного транспорта/Бахтизин Р.Н.[идр]М.:ООО«Издательский дом Недра»,2018.– 604с
9. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов. Земенков Ю.Д «Инфра-Инженерия» 2006г, 928 с

					<i>Повышение эффективности трубопроводного транспорта высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Иванова А.А.</i>			<i>Список литературы</i>		
<i>Руковод.</i>		<i>Никulichиков В.К</i>					
<i>Консульт.</i>							
<i>Рук-ль ООП.</i>		<i>Шадрина А.В</i>					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						109	131
					<i>Отделение нефтегазового дела Гр.2БМ11</i>		

geologicheskikh-protsessov-pri-ekspluatatsii-nefteprovoda-chayanda-vsto
(дата обращения: 19.03.2023).

- 34.ГОСТ 12.1.005 – 88 «Воздух рабочей зоны»
- 35.ГОСТ 12.1.003-83.Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. –Взамен ГОСТ 12.1.003 –76;Введ. с 01.07.1984 –Москва: Изд-во: ИПК Издательство стандартов, 2002. –12 с.41.
- 36.Санитарные нормы (СН) 2.2.4/2.1.8.2.562-96. Шум на рабочих ме-стах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. –Введ. 31.10.1996.–Москва: Изд-во:Информационно-издательский центр Минздрава России,1997
- 37.Снип II-12-77. Строительные нормы и правила. Защита от шума. [Электронный ресурс]. –режим доступа к стр <http://docs.cntd.ru/document/871001211> (дата обращения: 7.05.23)
- 38.ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. –Введ. с 01.01.2011. Дата изд.30.11.2010 –Москва: Изд-во: Стандартиформ, 2010. –28 с.
- 39.О промышленной безопасности опасных производственных объек-тов: федеральный закон от 21.07.1997 No 116-ФЗ (в ред. от 21.07.1997) // Собр. законодательства РФ. –1997. –No 30. –Ст.3588.
- 40.Гост Р 51337-99 Безопасность машин. Температуры касаемых по-верхностей. Эргономические данные для установления предельных величин горячих поверхностей.
- 41.ТК РФ Статья 147. Оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда;
- 42.ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы;
- 43.ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;

										Лист
										113
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						

- 44.ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования;
- 45.ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;
- 46.ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
- 47.ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
- 48.ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;
- 49.ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования безопасности;
- 50.ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
- 51.Постановление Правительства Российской Федерации от 21.08.2000 №613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов.

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		114

Приложение А
Literature Review

Transporting heavy oil via pipelines

Студент:

Группы	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Иванова Айлана Аяновна		

Руководитель магистерской диссертации:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Профессор	Никульчиков Виктор Кенсоринович	к.т.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент	Айкина Татьяна Юрьевна	к.ф.н.		

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	<i>Повышение эффективности трубопроводного транспорта высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера</i>				
Разраб.		Иванова А.А.							
Руковод.		Никульчиков В.К				Лит.	Лист	Листов	
Консульт.							115	131	
Рук-ль ООП.		Шадрина А.В			<i>Приложение</i>			Отделение нефтегазового дела Гр.2БМ11	

1. Transporting heavy oil via pipelines

Within Earth's abundant treasury of resources, the occurrences of heavy crude oil and bitumen startlingly exceed the conventional stores of light oil by more than twice the amount. Yet, these plentiful stocks bear the troublesome stipulation of necessitating twice the expenditure of energy and finances for their extraction, owing to their naturally low fluidity caused by high viscosity in underground environments. Additionally, the existence of undesirable elements such as asphaltenes, heavy metals, and sulfur in these deposits significantly increase the intricacies related to their mining, transportation, and refinement.

For a considerable time, pipelines have been recognized as the most efficient method for transferring crude oil from extraction sites to processing facilities. However, the transmission of heavy crude oil and bitumen via these pipelines introduces significant challenges due to their limited flow potential. Thus, moving these resources through pipelines without initial viscosity reduction emerges as a sizable obstacle, particularly considering the substantial energy requirement, namely robust pumping power, needed to counteract the high-pressure decline within the pipeline caused by their viscosity in reservoir conditions.

To counter this pressure drop and linked transportation costs, an extensive range of technologies has been suggested to enhance the flow properties of heavy crude oil and bitumen within pipelines. In this study we conduct an exhaustive examination of these technologies, highlighting their advantages and disadvantages, with the aspiration that it will lay the groundwork for technological progress and the emergence of innovative solutions specifically designed for the pipeline transportation of bitumen and dense crude oil.

In this section of the work, a review of literature from English sources will be conducted. Our objective is to identify:

- existing transportation experience;
- technologies used in the transportation of heavy oils.

The first article under consideration is titled "A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines" [1]. The author of this article

					<i>Transporting heavy oil via pipelines</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		116

is Abarasi Hart. The work was published in the Journal of Petroleum Exploration and Production Technology volume 4 in 2014.

To efficiently transport dense oils over long distances at reduced costs, it is crucial to minimize the pressure decline within the conduits. This reduction in pressure reduces the energy consumption required to pump the oil across large stretches. Traditional methods for transporting highly viscous crude oil and bitumen fall short in effectiveness without reducing their viscosity. Consequently, three principal strategies are utilized to transport these materials (Table 1).

Table 1 - three principal strategies utilized to transport these materials

Reducing viscosity through techniques such as pre-heating the oil and pipeline, mixing it with lighter hydrocarbons or solvents, formulating an emulsion, or applying pour point depressants	Minimizing the resistance or friction within the pipeline through lubrication and the usage of friction-reducing additives	Performing on-site preliminary modifications of dense crude oil to yield a variant of crude oil termed syncrude. This procedure improves viscosity, API gravity, while also diminishing the concentration of asphaltenes, sulfur, and heavy metals.
--	--	---

1. Quick viscosity reduction: By heating heavy crude oil and bitumen, their viscosity is decreased, facilitating a smoother flow within pipelines.
2. Enhanced flow characteristics: By reducing viscosity, heating optimizes the flowability of heavy crude oil and bitumen.
3. An additional solution: Heating presents an alternative method to enhance flow attributes, offering a different approach to manage heavy oils and bitumen.
4. Insulation to minimize thermal losses: Pipeline insulation aids in preserving high temperatures and reduces thermal losses to the environment.

Disadvantages of the heating technique:

1. High energy consumption and cost: Heating the substance demands significant energy input, leading to additional expenses.
2. Increased risk of corrosion: Elevated temperatures may escalate internal corrosion problems within the pipeline.
3. Potential alterations in flow properties: Heating the crude oil may induce inconsistencies in flow due to changes in its rheological properties.
4. Necessity for numerous heating stations: The implementation of multiple heating stations could increase the total expenditure.
5. Thermal losses along the pipeline: Slow oil flow might result in thermal losses, compromising the efficiency of the heating method.
6. Challenges from expansion and contraction: Rapid changes in pipeline dimensions due to temperature fluctuations can cause issues.
7. Restrictions in subsea pipeline applications: This method may not be practical for crude oil transport through underwater pipelines.
8. Decreased efficiency due to cooling effects: The cooling influence of surrounding water and soil can reduce the effectiveness of the heating process.

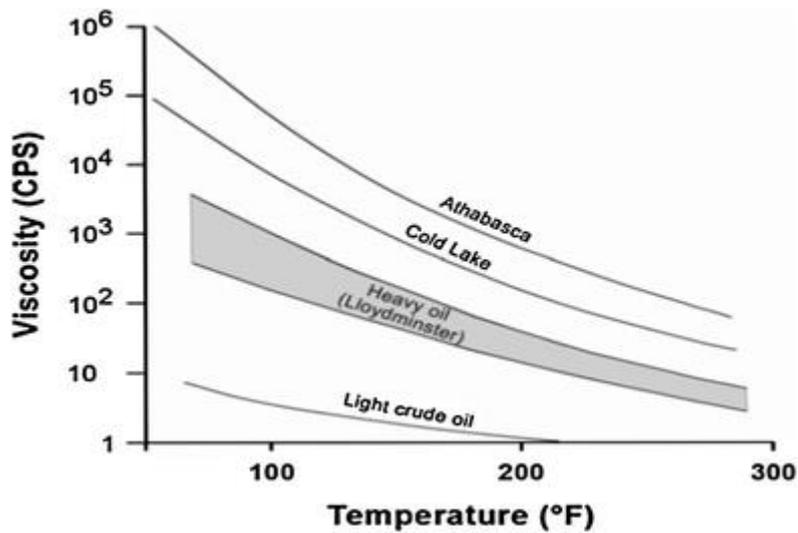
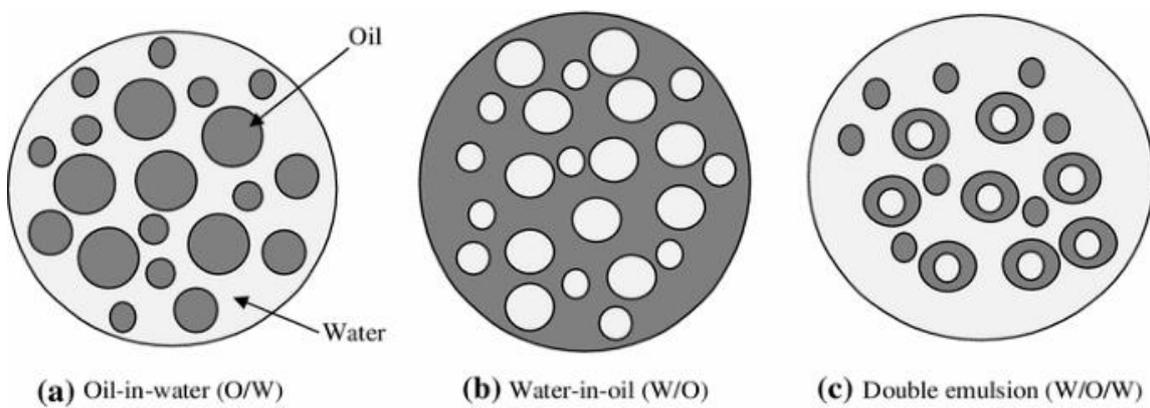


Figure 3- illustrates how heavy oil and bitumen respond to temperature changes, demonstrating the effectiveness of heating in improving their flow properties.

Emulsification of the heavy crude in water

The presence of an emulsion comprising crude oil and water can be observed in hydrocarbon reservoirs, well bores, and during drilling and transportation processes. This innovative technique serves as a recent method for transporting heavy crude oil through pipelines using various emulsion types, including oil-in-water (O/W), water-in-oil (W/O), and double emulsions like oil-in-water-in-oil (O/W/O) and water-in-oil-in-water (W/O/W). These emulsions are characterized by micron-sized droplets.

The different possible emulsions are illustration in Fig. 4.



4 - Several emulsions that are used to transport heavy crude oil.

Table 2 - Pluses of emulsification of heavy crude in water:

harness all energy resources, with hydrocarbons remaining a significant contributor to global energy needs (65% versus today's 62%). Given their abundant reserves, heavy crudes are likely to gain increased importance in meeting these needs.

The article further presents an overview of heavy oil reserves in various nations. For instance, Venezuela's heavy oil reserves are estimated to be around 1200 Bbl, Canada's bitumen reserves stand at approximately 1700 Gbl, and Russia also houses substantial reserves.

The application of high-viscosity oil transportation methods across different nations is also discussed.

Partial enhancement, a process that converts dense crude into lighter forms such as frosty 'Syncrude', is employed in Canada, where a daily output of 588 Mbbl of artificial crude is produced for export. The enhancement unit is located at the extraction site, the resultant coke is preserved in open mines, and the artificial crude is delivered to U.S. refineries. This technique is adopted in four ventures within Venezuela's Orinoco Belt to export the yielded extra-heavy oil.

Thinning is an alternative approach, with the variations depending on the diluent's recycling status:

-In Canadian enterprises exporting bitumen mixtures, the diluent is not reprocessed; the bitumen and diluent mix is sold as it stands.

-In Venezuelan Orinoco projects, the diluent aids in moving extra-heavy oil from the extraction site to a specialized coastal enhancement unit, where it is isolated and can be repurposed.

One more method is heating the oil since viscosity drastically reduces with escalating temperature. Canadian ventures that aim to convey their products to regional enhancements or main pipeline terminals without a diluent call for heated/insulated pipelines.

Alternate techniques, such as oil-in-water emulsion and core annular flow (the latter being a peripheral method), are also applied. In Venezuela, oil-in-water emulsion is used to generate Orimulsion. In this method, the emulsion remains consistent and serves as fuel in power generation facilities.

					<i>Transporting heavy oil via pipelines</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		123

With the rising worldwide energy requirement, heavy crude oils constitute a significant energy reserve. Nevertheless, these resources introduce technical obstacles throughout all stages of operation—mining, conveyance, and refining. This document primarily focuses on transportation problems, highlighting a range of practical technical solutions and advancements (heating, dilution, oil-in-water emulsion, core annular flow, and enhancement). These methods require ongoing examination and improvement. Therefore, a comparative study to assess their specific pros and cons becomes critical. This paper also suggests that understanding the root causes of high viscosity to mitigate its impact is a valuable approach. In this scenario, the role of asphaltenes has been extensively discussed, and focus is now shifting towards resins, the second-highest molecular weight polar components of heavy oils.

In 2002, a patent under the number US20060118467A1 [3] was filed by Jean-Francois Argillier, Isabelle Henaut, Patrick Gateau. This invention is specially designed for heavy crude oils. Its primary goal is to modify the structural organization of heavy crude, acting like a dense colloidal suspension, into a lower-viscosity suspension of non-colloidal particles. Asphaltenes, which are high molecular weight molecules found in specific crude oils and characterized by high polarity and polycondensed aromatic rings, are the particles involved in this transformation in a preferred embodiment. The high viscosity of heavy crudes is primarily due to the overlap of these dispersed particles. This overlap can be reduced by maintaining the asphaltenes as solid particles precipitated in the crude. This structural change can be achieved by deasphalting the crude and then dispersing the precipitated asphaltenes in the base fluid, particularly under intense mechanical agitation. A non-limiting operational method has been developed, verifying that the resulting transformation in the crude form indeed results in a viscosity reduction. The procedure of the preferred embodiment first involves deasphalting the crude, for which current methods are appropriate.

According to the invention, the asphaltene particles are preferably moved in a solid state in the base crude liquid, where they are dispersed, producing a fluid that is more

					<i>Transporting heavy oil via pipelines</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		124

fluidic than the original crude. This simplifies the transportation through pipeline pumping to the refining facilities. At these facilities, the slurry is either directly input into the processing units or after a stage of separation of the suspended solid particles – the asphaltenes – which can facilitate subsequent procedures.

The use of depressant additives in the transport of high-viscosity oils is currently being examined and implemented in several countries worldwide.

					<i>Transporting heavy oil via pipelines</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		125

Depressor additives for the transport of high-viscosity oils.

The next work on this topic was presented in 2015 in the journal “Bulletin of Karaganda University”. The authors are B.Kh.Mussabayev, L.K.Orazzhanova, S.E.Kudaibergenov, D.S.Kassymbayeva. The work is titled “Selection of depressor additives for transportation of high-viscosity Kazakhstan oils” [4].

This document asserts that the use of additives to improve the flow characteristics of oil can effectively tackle real-world issues related to pipeline transportation. The main benefit of these additives is the consistent improvement of oil’s rheological behavior during its journey from the extraction site to the refinery, across varying climatic conditions. However, the current depressants and inhibitors are not maximally efficient and lack comprehensive capabilities. Furthermore, there is a noticeable lack of thorough guidance in academic literature regarding their use, based on the physical and chemical characteristics and compositional structure of the oils.

The authors have demonstrated that the use of 200 ppm of the depressant additive Dewaxol TM can reduce the amount of AGPD by 25%. This application enables Kumkol oil to maintain its Newtonian fluid properties even at freezing temperatures. It was determined that the influence of the Dewaxol TM additive lasts for a significant duration after application. This enduring effect is evident in both the temperature at which fluidity is lost and other flow parameters. The effectiveness of the additive remains for a period of 10 days, after which a minor degradation in the oil's low-temperature fluid properties can be observed. When the temperature difference between the oil and the steel surface exceeds 30 °C, a thick layer of difficult-to-eliminate APPD tends to form on the metal surface. To decrease the quantity of AGPD that develops during the transport of high-paraffin oils via steel pipelines and to increase the proportion of easily removable residues, it is suggested to keep a temperature difference of no more than 20 °C between the oil and the pipeline wall, while maintaining a turbulent flow regime.

In 1995, a patent was registered with the number RU2111410C1 [5]. The authors of the invention are Asgat Galimyanovich Gumerov, Vladimir Nikolaevich Chepursky,

					<i>Transporting heavy oil via pipelines</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		126

Taras Mazhitovich Kasymov, Svetlana Nikolaevna Salnikova, Viktor Grigorievich Karamyshev. The invention pertains to the pipeline transport of oil, primarily focusing on highly paraffinic oil transport via the usage of diluents and depressant additives.

The aim of the invention is to enhance the method efficiency through the upkeep of the hydrodynamic stability of the annular wall layer and the reduction of pressure losses due to friction while pumping.

This goal is achieved by preemptively adding a low-viscosity diluent to the oil being transported, in an amount that guarantees the subsequent addition of a depressant additive. This process lowers the oil pour point by 4-5 °C below the minimum oil temperature in the pipeline. Crucially, the density of the low-viscosity diluent aligns with the density of the oil being transported.

Let us consider the case of Mangyshlak oil, which possesses a density of 856 kg/m³ at 20 °C. L-grade diesel fuel might be the perfect thinning agent, considering its close density of 860 kg/m³ at 20 °C. By integrating a lighter oil product such as gasoline with diesel fuel, a mixture aligning with the oil density can be produced. As demonstrated in Table 1, experimental findings indicate that the preliminary introduction of the thinning agent significantly diminishes the oil pour point compared to initially treating the oil with an additive and subsequently introducing the thinning agent.

Introducing the viscosity reducer and additives outside the pipeline (in the storage tank) sets up an environment that maximizes the depressant influence. This is attributed to uniform heating and dilution, evenly dispersed viscosity reducer and additive within the oil, and the ability to monitor the cooling procedure. Additives are produced for ideal oil treatment parameters. The circular wall layer of oil, consisting of an additive and thinning agent, is formulated at the same temperature as the oil wall layer and the primary current.

The suggested approach combines known techniques to yield a novel result – improving the rheological characteristics of the annular wall layer oil while preserving its hydrodynamic stability. Laboratory tests showed that the independent

blending process is complete, the oil is allowed to cool down at a pace of 10-20 °C/h in a stationary state inside the tubular heat exchangers 8. The treated oil is then channeled into pipeline 10.

The temperature of the treated oil, when dispatched into pipeline 10, is chosen such that it aligns with the originating oil temperature in the corresponding segment of pipeline 11. The remaining oil, which has not been treated, is shifted from storage 12 by pump 13 into pipeline 11 at a temperature that is 8-10 °C above its freezing point. This temperature safeguards against the oil in storage 12 solidifying while also ensuring the efficient operation of pump 13. The rheological properties of oil are diminished due to cooling during the transition from pipeline 11. As such, a device 14 is installed at the anticipated location of structural flow in the pipeline, to establish a matching flow configuration – a low-viscosity annular wall layer (oil with a thinner and additive) and the central stream (oil without additives).

In device 14, the original oil is delivered through pipeline 11, and the treated oil is fed through pipeline 10. A structural flow regime is an essential condition for the proposed pumping method. For the appropriate establishment of a low-viscosity annular wall layer while loading an empty pipeline, an initial injection of an oil plug, including additive and diluent, is administered to occupy its full capacity.

The suggested approach for high-paraffin oil pipeline transit can curtail the initial expenditure tied to the erection of pumping stations, minimize the consumption of additives and energy for pumping, and elevate the rheological attributes of the oil within the annular wall layer.

In conclusion, the use of depressant additives for the transportation of high-viscosity oils plays a crucial role in maintaining the efficiency and cost-effectiveness of the oil industry. These additives, typically polymers or surfactants, facilitate the flow of heavy oils by decreasing their viscosity and pour point.

Moreover, they reduce the potential for pipe blockage due to wax or asphaltene precipitation, a major issue in the transportation of high-viscosity oils. Thus, they can help prevent significant operational disruptions and financial losses. Additionally, the use of these additives can minimize the need for heating, a

commonly employed yet energy-intensive method to transport heavy oils, thus resulting in environmental benefits.

While the benefits are substantial, the choice of additive requires careful consideration based on the oil composition and the specific conditions of the transportation process. Potential negative effects, such as undesired changes in oil composition or incompatibility with downstream processing operations, must also be thoroughly assessed.

Advancements in research and technology in the domain of depressant additives will further enhance the ability to transport high-viscosity oils safely and efficiently. The continuous optimization of these substances is essential for ensuring the long-term sustainability and economic viability of the oil industry.

References

1. Hart, A. (2014) [A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines](#). J Petrol Explor Prod Technol **4**, pp. 327–336.
2. Saniere A. Argillier (2004) [Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic, Economic and Technological Challenge](#). Oil & Gas No. 5, pp. 455-466.
3. [Patent US20060118467A1](#), published 2002 / Jean-Francois Argillier, Isabelle Henaut, Patrick Gateau
4. B.Kh.Mussabayeva, L.K.Orazzhanova, S.E.Kudaibergenov, D.S.Kassymbayeva (2015) [«Selection of depressor additives for transportation of high-viscositive Kazakhstan oils »](#) Серия «Химия» № 2(78), pp 59-52
5. [Patent RU2111410C1](#), published 1995 / Asgat Galimyanovich Gumerov, Vladimir Nikolaevich Chepursky, Taras Mazhitovich Kasymov, Svetlana Nikolaevna Salnikova, Viktor Grigorievich Karamyshev.