

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____/А.Н. Сокольников

« 19» июня 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Трубопроводный транспорт углеводородных энергоносителей высокой
вязкости с помощью разбавителей

Руководитель

доцент, канд. техн. наук О.Н. Петров

Выпускник

А.М. Береснева

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:
«Трубопроводный транспорт углеводородных энергоносителей высокой
вязкости с помощью разбавителей»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

А.Н. Минкин

Нормоконтролер

О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Трубопроводный транспорт углеводородных энергоносителей высокой вязкости с помощью разбавителей» содержит 59 страниц текстового документа, 30 использованных источников, 6 листов графического материала.

ВЫСОКОВЯЗКАЯ НЕФТЬ, ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТИ, РАЗБАВИТЕЛЬ, РАССТВОРИТЕЛЬ, ДЕПРЕССОРНЫЕ ПРИСАДКИ, БЛОК ДОЗИРОВАНИЯ РЕАГЕНТА.

Объект исследования – трубопроводный транспорт высоковязкой нефти.

Цель работы: определить наиболее эффективный и экономически выгодный способ перекачки высоковязких энергоносителей.

В соответствии с поставленной целью были сформулированы и решены следующие задачи:

- определить необходимое количество растворителя и разбавителя;
- провести гидравлический расчет участка магистрального трубопровода с учетом применения разбавителя;
- на основе полученных данных провести сравнение эксплуатационных и капитальных затрат при использовании разбавителя/растворителя для транспортировки высоковязких нефтей.

В работе определяются затраты на применения разбавителя и растворителя для транспортировки. Введение разбавителя позволит повысить гидравлическую эффективность нефтепровода, а так же разбавитель является экономически более выгодным методом.

СОДЕРЖАНИЕ

Реферат	3
Содержание	4
Введение	6
1 Региональное распределение	8
2 Способы транспортировки высоковязких нефтей	11
2.1 Гидротранспорт вязкой нефти	12
2.2 Транспортировка термически обработанной нефти	13
2.3 Транспортировка предварительно подогретой нефти	15
2.4 Депрессорные присадки	17
2.5 Растворители	19
2.6 Разбавители	21
3 Технология ввода растворителя/разбавителя	23
3.1 Блок дозирования реагентов	24
3.2 Устройство блоков	25
3.3 Принцип действия блоков дозирования реагентов	26
4 Расчетная часть	26
4.1 Применение разбавителя	26
4.1.1 Исходные данные	26
4.1.2 Определение плотности и вязкости смеси	27
4.1.3 Гидравлический расчет	29
4.2 Применение растворителя	35
5 Экономическая часть	36
5.1 Расчет капитальных затрат для разбавления высоковязкой нефти газовым конденсатом	36
5.2 Расчет эксплуатационных затрат для реализации применения растворителя	37
5.2.1 Определение стоимости материала	37
5.2.2 Расчет амортизационных отчислений	38

5.2.3	Определение затрат на электроэнергию	38
5.3	Расчет капитальных затрат для реализации применения растворителя....	39
5.4	Расчет эксплуатационных затрат для реализации применения растворителя	41
5.4.1	Определение стоимости материала	41
5.4.2	Расчет амортизационных отчислений	41
5.4.3	Определение затрат на электроэнергию	42
5.5	Сравнение затрат на применение разбавителя и растворителя при транспортировке высоковязкой нефти трубопроводным транспортом.....	43
6	Безопасность и экологичность.....	46
6.1	Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	46
6.2	Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	48
6.4	Обеспечение безопасности технологического процесса.....	50
6.5	Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	50
6.6	Обеспечение безопасности в аварийных ситуациях	51
6.7	Экологичность проекта	52
	Заключение	54
	Список сокращений	55
	Список используемой литературы	56

ВВЕДЕНИЕ

Россия владеет одним из крупнейших в мире потенциалов топливно-энергетических ресурсов. По территории нашей страны эти ресурсы распределены крайне неравномерно.

Одной из особенностей современного этапа разработки нефтяных месторождений является изменение структуры запасов нефтей. Доля трудно извлекаемых нефтей увеличивается, это связано с ухудшением качества, увеличением обводненности добываемых нефтей, неблагоприятными для извлечения геолого-физическими характеристиками и условиями залегания нефти [1].

Выработка ресурсов легких нефтей приведет к росту объемов извлечения высоковязких нефтей. При подъеме на поверхность такие нефти остывают и переходят в состояние жидкости со сложными реологическими свойствами. На поверхности нефтедобывающего и транспортируемого оборудования происходит оседание смол и парафинов, что ухудшает их производительность.

Высоковязкая нефть – это тяжелая нефть, обладающая повышенной плотностью, которая вследствие своих физических свойств не может быть извлечена на поверхность обычными способами. Кинематическая вязкость нефти изменяется в пределах: от 2 до 300 мм²/с (20 °С). Однако в среднем вязкость большинства нефтей не превышает 40...60 мм²/с.

В тяжелых нефтях, а особенно в природных битумах, в значительно большем количестве, чем в легких нефтях, присутствуют смолисто-асфальтеновые вещества, азот-, хлор-, кислород- и серосодержащие соединения, а так металлы.

Тяжелые нефти являются одним из важнейших перспективных источников углеводородного сырья. Если высоковязкие нефти рассматривать как источник топливно-энергетических ресурсов, за счет ввода их в разработку Россия ежегодно могла бы дополнительно добывать 25...30 млн. тонн

нефти [2]. В настоящее время Россия является страной с «замороженными» возможностями в решении проблемы освоения разведанных запасов тяжелых нефтей.

Вязкость нефти оказывает значительное влияние на выбор технологии транспортирования (режимы, оборудование). Для улучшения реологических свойств высоковязких нефтей проводится огромный объем работ. Наиболее востребованными являются исследования методов физико-химического воздействия на тяжелую нефть.

1 Региональное распределение

Запасы тяжёлой нефти России составляют около 6,2 млрд. т., это 84 % запасов высоковязких нефтей СНГ. Бассейны с высоковязкой нефтью расположены в основном на европейской территории России (Днепровско-Припятский, Волго-Уральский, Прикаспийский и Тимано-Печорский). В азиатской части России это Енисейско-Анабарский бассейн.

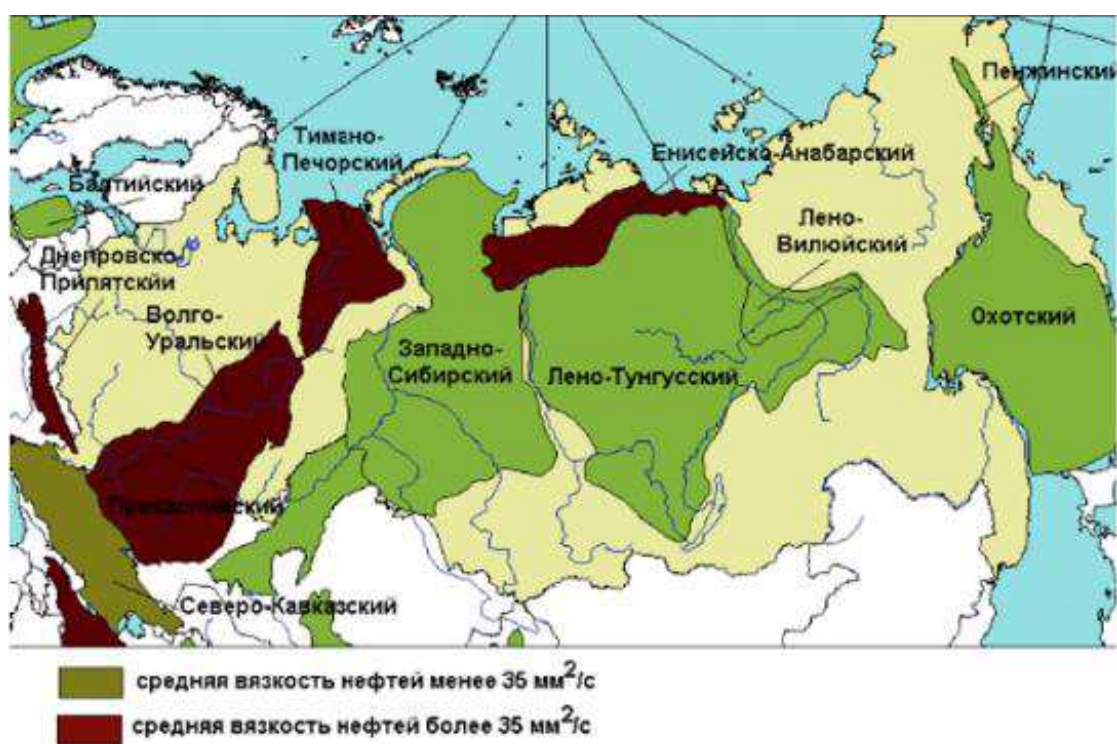


Рисунок 1– Распределение высоковязкой нефти

По данным исследования института химии нефти СО РАН г. Томск в большинстве бассейнов России встречаются месторождения с ВВН, а в пяти из них средне-бассейновая вязкость нефтей превышает уровень $35 \text{ мм}^2/\text{с}$ — это Волго-Уральский, Днепровско-Припятский, Енисейско-Анабарский, Прикаспийский и Тимано-Печорский бассейны. Нефти Тимано-Печорского бассейна являются самыми вязкими в России.

В таблице 1 представлена информация по распределению ВВН в нефтяных бассейнах России.

Таблица 1 – Распределение высоковязких нефтей России по бассейнам

Нефтегазоносный бассейн	Объем выборки	Количество образцов ВВН в бассейне	Количество месторождений с ВВН	Средне-бассейновая вязкость нефтей, сСт
Балтийский	29	-	-	7,31
Волго-Уральский	2662	544	182	47,12
Днепровско-Припятский	663	32	15	37,54
Енисейско-Анабарский	64	3	3	84,48
Западно-Сибирский	2644	28	26	23,12
Лено-Виллюйский	156	-	-	11,43
Лено-Тунгусский	689	54	14	23,38
Охотский	302	15	9	25,74
Пенжинский	8	-	-	2,34
Прикаспийский	461	103	32	109,72
Северо-Кавказский	1519	62	25	29,22
Тимано-Печорский	343	14	9	1221,45

Почти во всех бассейнах России (кроме Балтийского, Лено-Виллюйского и Пенжинского) встречаются месторождения с ВВН.

Распределение высоковязких нефтей по административным регионам Российской Федерации представлено на рисунке 2, из которого видно, что наибольшее количество ВВН (более 70 %) находится на территориях 5 регионов: в Пермском крае (более 31 %), Татарстане (12,8 %), в Самарской области (9,7 %), в Башкортостане (8,6 %) и Тюменской области (8,3 %) [3].

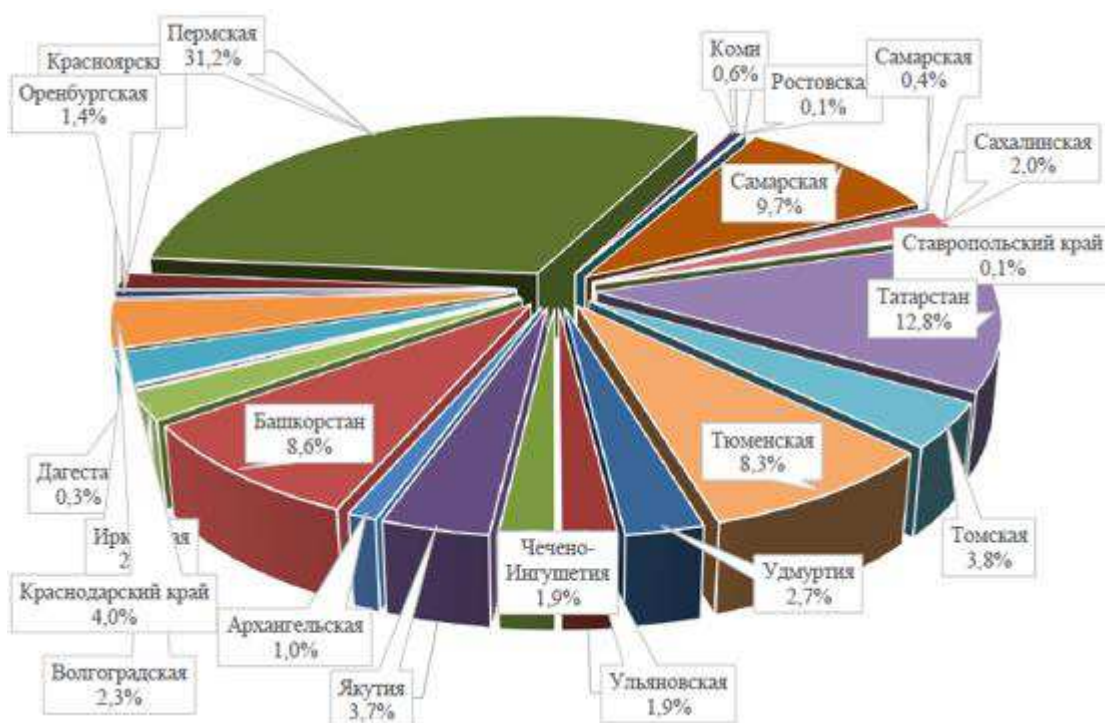


Рисунок 2 – Региональное распределение тяжелых нефтей России

Информация о физико-химических свойствах высоковязких нефтей России дана в таблице 2, из которой видно, что ВВН России в среднем являются тяжелыми, сернистыми, высокосмолистыми и высокоасфальтенистыми, но малопарафинистыми [4].

Таблица 2 – Физико-химические свойства высоковязких нефтей России

Показатель нефти	Среднее значение	Интервал измерений
Плотность, г/см ³	0,91	0,80-1,00
Содержание серы, %	2,29	0,00-5,42
Содержание парафинов, %	3,58	0,00-21,80
Содержание смол, %	17,26	1,40-60,00
Содержание асфальтенов, %	4,56	0,00-23,40
Фракция н.к. 200 С, м. %	13,87	1,20-24,20
Фракция н.к. 300 С, м. %	30,37	14,00-49,00
Фракция н.к. 350 С, м. %	38,27	17,10-58,30

2.1 Гидротранспорт вязкой нефти

Перекачка ВВН с водой является одним из эффективных способов транспорта. Существует две технологии гидротранспорта.

Первая технология. В трубопровод одновременно закачивают воду и вязкий нефтепродукт так, чтобы нефтепродукт двигался внутри водяного кольца. Чтобы не происходило всплытия нефти в водяном кольце, потоку придают вращение применением «спиральных» труб. На внутренней поверхности труб имеются винтовая нарезка. Нарезка вызывает вращение движущегося потока, в результате чего возникают центробежные силы, они отбрасывают более тяжелую воду к стенкам трубы. Поток в основной своей части состоит из нефти, при этом возрастает расход жидкости при малых затратах энергии по сравнению с перекачкой одной холодной вязкой нефти.

На рисунке 4 представлены различные виды гидротранспорта внутри водяного кольца.

Такой способ перекачки может использоваться только для нефтей, обладающих меньшей плотностью, чем вода. Разделение воды и нефти на конечном пункте производится химическим способом, термическим, отстаем и другими методами.

Широкого распространения этот способ не получил из-за сложности изготовления винтовых нарезок. [7].

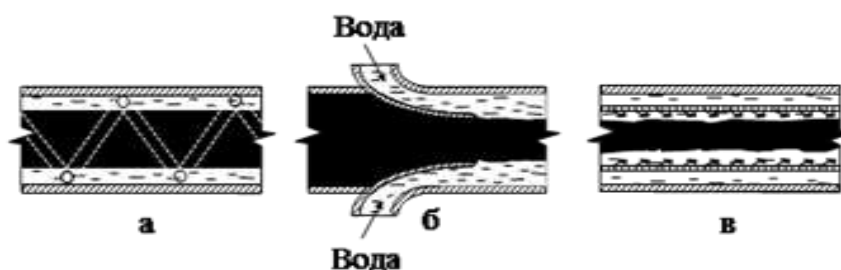


Рисунок 4 – Гидроперекачка нефти внутри водяного кольца:

- а – с применением винтовой нарезки; б – с применением кольцевых муфт;
в – с использованием перфорированного трубопровода к стенкам трубы

Вторая технология заключается в образовании смеси нефти с водой. При образовании смеси типа нефть в воде, контакта нефти с внутренней поверхностью трубы не происходит, за счёт того, что частицы нефти окружены водяной пленкой. Внутри образовавшегося водяного кольца, скользит водонефтяная смесь, происходит снижение потерь на трение.

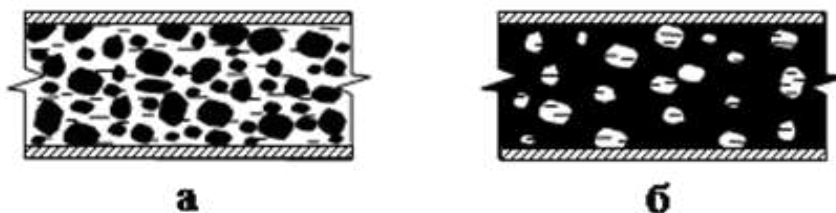


Рисунок 5 – Гидроперекачка в виде эмульсии: а – типа «нефть в воде»; б – типа «вода в нефти»

Но стоит учитывать, что при резком уменьшении скорости перекачки и температуры, эмульсия типа нефть в воде может перейти в обратную – типа «вода в нефти». Эта эмульсия имеет вязкость больше, чем исходная нефть. Устойчивость такой эмульсии зависит от многих факторов. Минимальное количество воды должно быть около 30 % общего объема транспортируемой смеси.

2.2 Транспортировка термически обработанной нефти

Термообработка – это нагрев, который применяется с целью изменения реологических свойств нефти. Нефть нагревают до определенной температуры, а затем охлаждают с заданной скоростью. Температуру нагрева и скорость охлаждения подбирают лабораторным путем для каждого нефтепродукта. В результате резко снижается вязкость и температура застывания термообработанной нефти. Следовательно, нефть можно перекачивать по трубопроводу как обычную маловязкую жидкость, при том условии, что параметры сохраняются низкими значительное время.

Кристаллическая парафиновая структура, образуется при холодной температуре окружающей среды, нефть начинает затвердевать. Суть оптимальной температуры термообработки заключается в следующем. На поверхности кристаллов парафина адсорбированы асфальтосмолистые вещества. При увеличении температуры часть парафинов растворяется и освобожденные асфальтосмолистые вещества адсорбируются на не растворившиеся парафины. Это приводит к образованию больших кристаллов парафинов, что в свою очередь значительно улучшает реологические свойства нефти. При перегреве нефти возможно нанесения необратимого разрушения на асфальтосмолистые вещества что приведет к снижению эффекта данной технологии.

Так как для разной нефти присуще разное количество парафинов, то температуру для термообработки нужно определять экспериментальными путями [8].

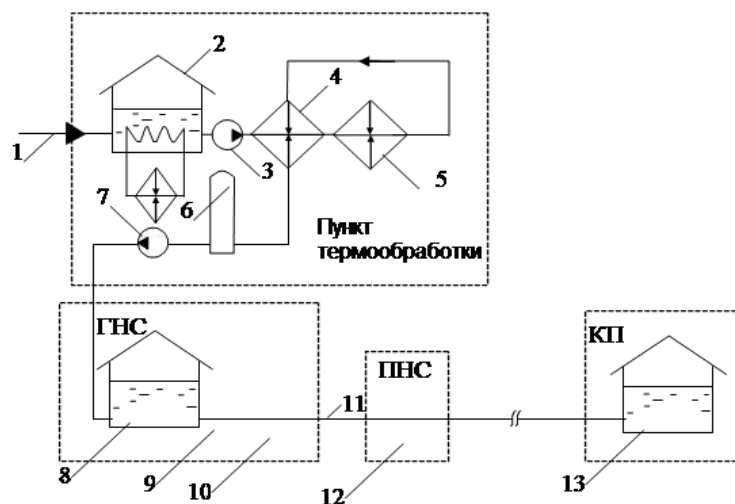


Рисунок – 6 Схема перекачки термообработанной нефти: 1 – подводный трубопровод; 2, 8, 13 – резервуары; 3, 7 – технологические насосы; 4 – теплообменник типа «труба в трубе»; 5 – печь подогрева; 6 – колонны статического охлаждения; 7 – подпорный насос; 10, 12 – основные насосы; 11 – магистральный нефтепровод; ГНС – головная насосная станция; ПНС – промежуточная насосная станция; КП – конечный пункт.

Для обеспечения всасывающей способности насосов в резервуарах ее температура поддерживается на уровне 37...42 °С. Далее насосами 3 нефть прокачивается через теплообменник 4 типа «труба в трубе», где частично нагревается нефтью, далее нефть поступает в печь подогрева 5 (нагрев происходит до 87...102 °С). После горячая нефть поступает в колонны статического охлаждения 6. В колоннах нефть охлаждается с заданной скоростью и далее насосами 7 закачивается в резервуары 8 головной перекачивающей станции.

2.3 Транспортировка предварительно подогретой нефти

Существует несколько методов транспортировки высоковязких нефтей с подогревом. На трубопроводах не большой протяженности применяют методы электроподогрева: путем пропуска электрического тока по телу трубы; применением электронагревательных элементов в виде специальных кабелей и лент.

По закону Джоуля Ленца при прохождении тока по трубопроводу начинает выделяется тепло и происходит равномерный нагрев стенок трубопровода и соответственно находящегося в нем продукта. Метод пропуска электрического тока по телу трубы состоит в подключении источника переменного тока напряжением не больше 50 В к изолированному участку трубопровода.

Трубопровод делится на участки, максимальная длина которого является расстояние действия источника питания, и оно составляет 1200 метров. Чтобы предотвратить большие утечки тока, нагреваемый участок должен быть электрически изолирован от грунта, поэтому при большой протяженности трубопровода этот метода не целесообразен и вызывает сложности.

Распространены в большей степени электронагревательные элементы в виде кабелей и лент, потому что они имеют термостойкую электроизоляцию и

защиту от механических повреждений. Кабель чаще всего прокладывают по внешней поверхности трубы, но применяется и прокладка по внутренней поверхности трубы. Мощность, потребляемая греющим кабелем, достигает 4000 кВт, а обогреваемая длина 13 км.

На магистральных трубопроводах популярен метод «горячей» перекачки. На рисунке 7 представлена схема данного метода транспортировки высоковязкой нефти. Процесс предусматривает подогрев нефти по мере ее остывания.

ВВН с промысла по трубопроводу подается в резервуарный парк головной перекачивающей станции. В резервуарах оборудованы подогревательные устройства, с помощью которых поддерживается температура нефти для выкачивания нефти подпорными насосами.

Нефть проходит через дополнительные подогреватели и подают на прием магистральных насосов. Магистральными насосами нефть закачивается в магистральный трубопровод [3].

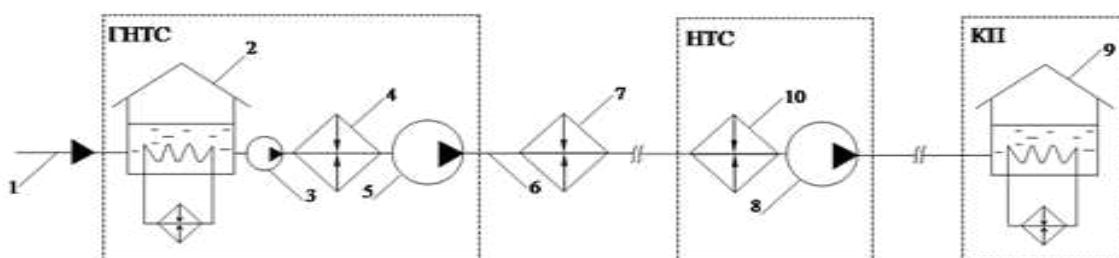


Рисунок – 7 Схема «горячей» перекачки

1 – подводящий трубопровод; 2,9 – резервуары; 3 – подводящий насос; 4, 7, 10 – дополнительные подогреватели (печи подогрева); 5, 8 – основные насосы; ГНТС – головная насосно-тепловая станция; НТС – насосно-тепловая станция; КП – конечный пункт

При движении по трубопроводу нефть начинает остывать со временем. Поэтому через каждые 25...100 км устанавливают пункты подогрева. После нефти попадает на промежуточную насосную станцию, где также

установлены подогреватели и все повторяется снова. В конечном итоге, нефть закачивается в резервуары конечного пункта, которая тоже оборудована системой подогрева.

2.4 Депрессорные присадки

Депрессатор или депрессорные присадки – вещества которые влияют на быстро застывающие нефти, они позволяют уменьшать температуру застывания, уменьшать вязкость и уменьшать предельное напряжение сдвига.

Величина депрессии (понижения) температуры застывания зависит от концентрации присадки и компонентного состава нефти. Наиболее значимыми компонентами являются парафины, смолы и асфальтены.

Назначение депрессорно-реологических присадок заключается в улучшении низкотемпературных свойств нефтей и тяжёлых нефтепродуктов, снижении их динамической вязкости при перекачке и транспортировке. Кроме того, некоторые из них, к ним относятся и ДМН-2005, замедляют или вовсе предотвращают образование асфальтеносмолистопарафиновых отложений.

Роль присадок заключается в модификации поверхности кристаллов парафинов таким образом, что они теряют способность к слипанию. Чем эффективнее присадка, тем на более ранней стадии кристаллообразования она начинает оказывать влияние на этот процесс.

Депрессорная присадка серии «ДМН 2005» – модифицирует строение кристаллов парафина. Она обладает высокой депрессорной активностью и предназначена для улучшения низкотемпературных характеристик нефтей и топочных мазутов. Использование упомянутой присадки позволяет понижать температуру застывания битума, а в ряде случаев перевести его в более низкозастывающий битум. Применение депрессорной присадки при производстве топлива экспортного и флотского позволяет высвободить до

10...30 % дизельных фракций и обеспечить стабильность температуры застывания нефти при ее транспортировке.

Difron 3971 – депрессорно-реологическая присадка для газойлей, парафинистых нефтей и мазута. Используется для улучшения низкотемпературных свойств нефтей и тяжёлых нефтепродуктов, снижения их динамической вязкости при перекачке и транспортировке, для эффективного контроля и удаления парафиновых отложений, снижения температуры потери текучести, уменьшения сопротивления потока при добыче и транспортировке, а также улучшения общей прокачиваемости широкого спектра мазутов и парафинистых и тяжелых нефтей.

Difron 315 – депрессорная присадка. Обеспечивает понижение предельной температуры фильтруемости и температуры застывания. Повышает стабильность при низких температурах. Изменяет форму и размеры кристаллов парафинов, формирующихся при понижении температуры.

В таблице 3 представлены депрессорные присадки и рекомендуемый объем для понижения вязкости нефти.

Таблица 3– Концентрация депрессорных присадок

Депрессорная присадка	Концентрации, % мас.
Difron 315	0,01
Difron 3971	0,01-0,1
ДНМ -2005	0,01-0,05

Во время введения присадок в нефть, нужно добиться их равномерное распределение по всему объему. Но данный способ может привести к удорожанию. Так же нужно учесть затраты на подогрев нефти, так как перед добавлением присадок нефть следует нагревать до полного расплавления парафина. Подогрев на промежуточных станциях не нужен. Использованный растворитель можно применять повторно, отделив его от нефти, но для этого

нам будет нужна дополнительная труба, по которой растворитель будет возвращаться.

2.5 Растворители

Для улучшения реологических свойств нефти применяют добавление специальных нефтерастворителей перед их перекачкой.

В качестве растворителей могут использоваться толуол, ксилол [9], нефтяные растворители «нефрас».

Нефтяной растворитель (нефрас) – общее название для жидкостей, являющихся продуктом перегонки нефти. Согласно ГОСТ 26377 – 84 в зависимости от углеводородного состава растворителя, исходного сырья и технологии получения нефтяные растворители подразделяют на следующие группы. Характеристика групп дана в таблице 4.

Таблица 4 – Группы нефтяных растворителей в зависимости от состава.

Наименование группы	Обозначение	Характеристика группы
Парафиновые	П	нормальных углеводородов более 50%
Изопарафиновые	И	изопарафиновых углеводородов более 50%
Нафтеновые	Н	нафтеновых углеводородов более 50%
Ароматические	А	ароматических углеводородов более 50%
Смешанные	С	каждой из групп углеводородов не превышает 50%

Выпускаемые в настоящее время в промышленном масштабе растворители типа нефрас 80/120, 50/170 содержат в своем составе не более 1,5% ароматических углеводородов, что приводит к осаждению асфальтенов при их применении для транспортировки ВВН. Ряд растворителей с большой долей ароматических углеводородов в их составе, например нефраса-130/150 содержит в своем составе до 70-80% ксилола и этилбензолов, успешно растворяющих смолы и асфальтены. Поэтому при подборе растворителя необходимо учитывать не только углеводородный, но и компонентный состав высоковязкой нефти.

Крупное исследование влияния разбавителей на вязкостно-температурные свойства высоковязкой нефти Ашальчинского месторождения было проделано Ш.Г. Рахимовой [11]. Ш.Г. Рахимова в своей работе исследовала влияние таких растворителей как: нефрас 150/30, нефрас 150/200, МИА-пром, нефрас 130/150, абсорбент А-2, дистиллят. Результаты по определению растворяющей способности различных растворителей относительно тяжелой нефти Ашальчинского месторождения представлены на рисунке 8.

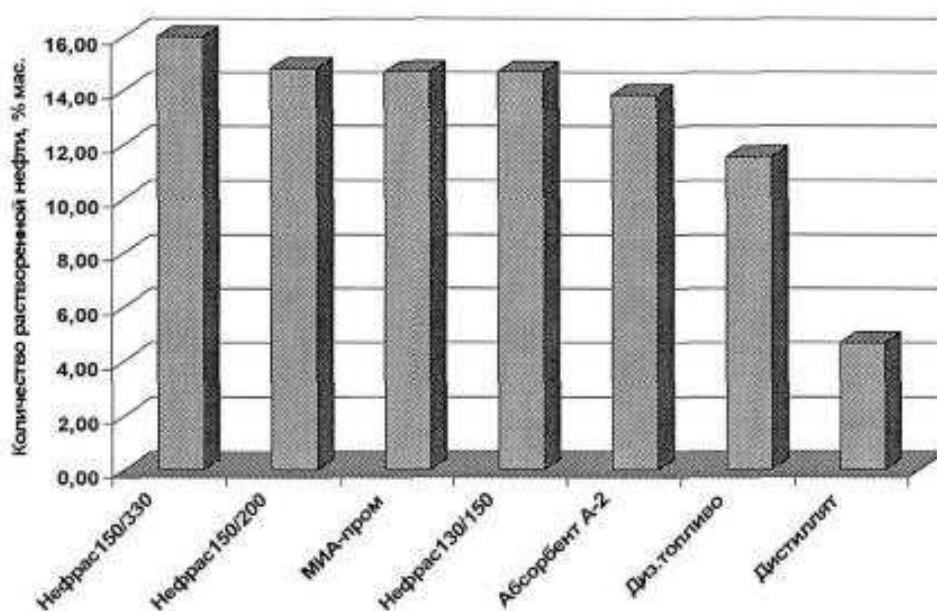


Рисунок 8 – Растворяющие способности различных растворителей

Установлено, что самый высокий показатель имеет растворитель нефрас 150/330 (15,10 %).

В работе [12] максимальное снижение вязкости усинской нефти достигается при внесении растворителей ароматической группы. Увеличение содержания толуола в смеси бутилацетат–толуол–ксилол способствует более сильному снижению вязкости нефти.

2.6 Разбавители

Эффективным и доступным способом улучшения реологических свойств ВВН, является применение углеводородных разбавителей. В качестве разбавителя могут использоваться: газовый конденсат и маловязкие нефти.

Использование разбавителей позволяет довольно существенно снизить вязкость и температуру застывания ВВН. Понижается концентрация парафина в смеси, т. к. часть его растворяется легкими фракциями разбавителя. Если в маловязкой жидкости, используемой в качестве разбавителя, содержатся асфальтосмолистые вещества, последние, адсорбируясь на поверхности кристаллов парафина, препятствуют образованию прочной структурной решетки.

Разбавление ВВН бензинами и керосинами для облегчения перекачки практически не осуществляется, т. к. их доставка на месторождения требует больших капитальных и эксплуатационных затрат [8].

Целесообразнее всего в качестве разбавителей использовать маловязкие нефти. Облегчить перекачку можно, если на месторождении добываются, либо на головную станцию нефтепровода поступают нефти разных свойств — высоковязкие, высокопарафинистые и маловязкие, то разбавляя вязкие нефти маловязкими, можно добиться резкого снижения вязкости и температуры застывания смеси.

В Канаде по нефтепроводу Ллойдминстер – Хардисти длиной 116 км и диаметром 200 мм перекачивается высоковязкая нефть с добавлением 22,5 % газового конденсата [13].

В общем случае выбор типа разбавителя производится путем сравнения для конкурирующих вариантов суммарных затрат на получение, доставку и смешение разбавителя, а также транспортировку смеси. Кроме того, следует учитывать, что смешением высокопарафинистых нефтей с маловязкими можно получить смеси заранее определенного состава и тем самым

стабилизировать работу нефтепровода и установок нефтеперерабатывающих заводов, увеличить выход продуктов переработки нефти.

В работе [14] приведены результаты экспериментов по компаундированию Ашальчинской ВВН с различными разбавителями, в качестве которых взяты нефти разных месторождений, прямогонная дизельная фракция, газовый конденсат.

Анализы проб нефти и разбавителей проводили по стандартным методиками анализа, действующие в отечественной нефтепереработки:

- плотность определяли при 20 °С по ГОСТ 3900 – 85;
- вязкость определяли при 20 °С по ГОСТ 6258 – 850 в градусах ВУ с последующим пересчетом на кинематическую вязкость;
- содержание серы определяли по ГОСТ Р 51947 – 00;
- фракционный состав определяли по ГОСТ 2177 – 99.

В таблице 5 представлены результаты качественных показателей исходной ВВН и компонентов, взятых для её разбавления.

Таблица 5 – Характеристика исходной высоковязкой нефти и компонентов её разбавления

Свойства продуктов разбавления	Исходная высоковязкая нефть	Разбавители			
		Газовый конденсат	Дизельная фракция	Западно-сибирская нефть	Карбоновая нефть
Плотность при 20°, кг/м ³	965,2	762,0	822,5	882,0	904,9
Содержание серы, % мас.	4,06	0,01	0,99	1,14	3,25
Вязкость при 20°, сСт	2140,0	0,9	2,7	30,2	49,2

В таблице 6 представлены результаты анализов модельных смесей, составленных из высоковязкой нефти и различных разбавителей.

Из таблице 6 видно, что разбавление ВВН легкими разбавителями (ГК, ДФ) требует наименьшей дозировки в количестве всего 20...28 %. Достигается удовлетворительная кинематическая вязкость при 20° (84...94 сСт).

Таблица 6 – Характеристика свойств полученных модельных свойств

Свойства разбавления продуктов	Разбавители			
	ВВН 80% +20% ГК	ВВН 72% +28% ДФ	ВВН 25% +75% ЗСН	ВВН 7% +93% КН
Плотность при 20°, кг/м ³	923,7	925,1	901,8	910,5
Содержание серы, % мас.	3,38	3,28	2,06	3,25
Вязкость при 20°, сСт	84	94	72	83

При разбавлении ВВН обычными нефтями требуется очень высокая их дозировка (75...93 % мас.), приемлемые величины кинематической вязкости при 20 (72...83 сСт).

3 Технология ввода растворителя/разбавителя

Состояние сырьевой базы нефтяной отрасли существенно отличается от более ранних периодов развития нефтепереработки: многие разрабатываемые месторождения истощаются, увеличивается обводненность, вязкость, плотность, содержание смолисто-асфальтеновых веществ и парафинов в добываемой нефти. Эти факторы создают трудности на протяжении всей технологической цепочки при получении из нефти конечной продукции. Поэтому применение различных присадок и реагентов является актуальным. И, конечно, во многом они отличаются. Это касается как влияния на показатели конкретного продукта, так и непосредственно технологии введения.

Для облегчения транспортировки парафинистых нефтей используют депрессорно-реологические присадки. Например, Difron 3971/9579. Закачка реагента осуществляется в затрубное пространство скважин, выкидные линии, сборные коллекторы, напорные нефтепроводы, магистральные нефтепроводы. Введение такой присадки в нефть улучшает низкотемпературные и реологические свойства и осуществляется напрямую в трубопроводную систему. При этом присадка подается в нагретую нефть, температура которой должна быть не ниже температуры плавления

парафинов. Для лучшего распределения присадки в нефти рекомендуется подавать реагент до перекачивающего насоса.

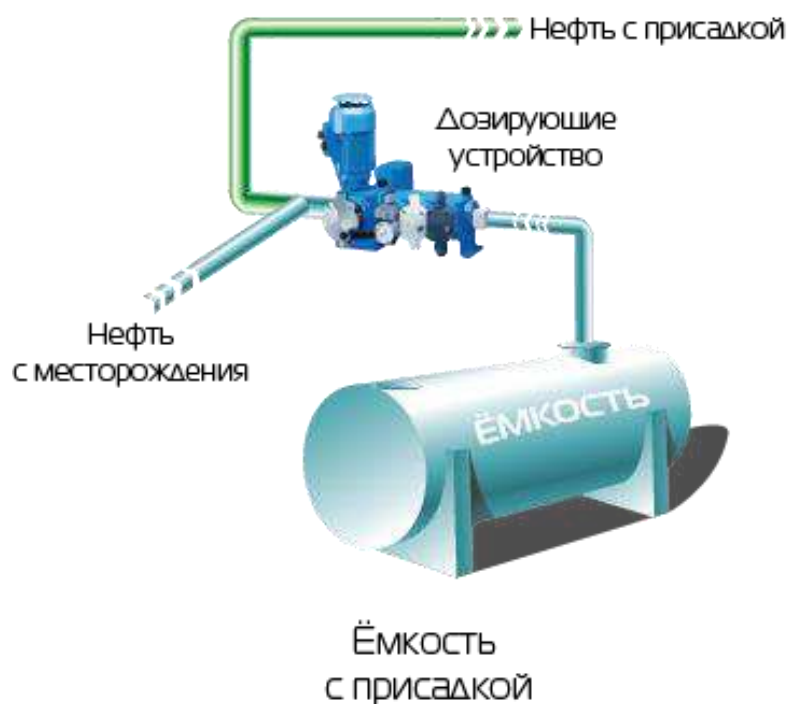


Рисунок 9 – Схема ввода присадки в трубопровод с высоковязкой нефтью

На основании приведенных фактов можно заключить, что максимальная эффективность присадки связана, прежде всего, с правильностью используемого технологического решения ее применения. Как следствие, именно оптимизация данного процесса при участии опытных специалистов позволит избежать большого ряда трудностей, возникающих как при добыче и транспортировке нефти или газа, так и при переработке и доставке сырья непосредственно к конечному потребителю [7].

3.1 Блок дозирования реагентов

Блок дозирования реагентов (БДР) устанавливается для автоматизированного дозирования химических жидких реагентов в трубопроводы системы подготовки нефти. Цель – предварительная обработка жидкости и избегание образования коррозии и отложений в

трубопроводах. Подобные установки могут быть использованы на промыслах для дозирования жидкостей, образующих с воздухом взрывоопасную смесь [7].

3.2 Устройство блоков

Установка дозирования реагентов выполняется в модульно-блочном исполнении, состоит из двух отдельных блоков-отсеков, устанавливаемых на одной раме:

- технологический блок с электроприборами во взрывозащищенном исполнении;
- аппаратный блок с электроприборами общепромышленного исполнения.

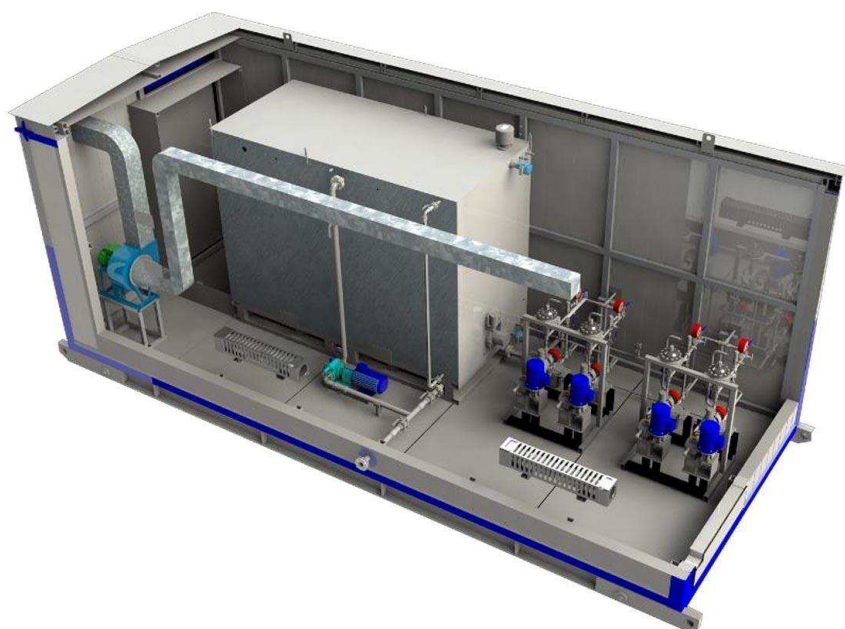


Рисунок 10 – Блок дозирования реагентов

В целом конструкция блок-бокса выполнена из стали, а стены изготовлены из сэндвич-панелей. Пол технологического отсека и аппаратного утепляют минерально-ватным утеплителем.

3.3 Принцип действия блоков дозирования реагентов

Закачка реагента в технологическую емкость производится из внешних емкостей посредством залива через заправочную горловину. Контроль уровня в емкости осуществляется с помощью нескольких агрегатов: поплавкового уровнемера, датчика положения уровня и стеклянного уровнемера для визуального контроля.

Далее реагент из технологической емкости подается в насос-дозатор, пройдя через фильтр предварительной очистки (очищает реагенты от посторонних включений во избежание поломки насоса).

Управление расходом насоса-дозатора осуществляется вручную. Для тарировки расхода предусмотрена тарировочная емкость, оснащенная стеклянным уровнемером для визуального контроля.

На напорной линии установлены обратный и предохранительный клапан, преобразователь давления и манометр сигнализирующий. Для отбора проб реагента предусмотрен пробоотборник.

4 Расчетная часть

4.1 Применение разбавителя

4.1.1 Исходные данные

За исходные данные высоковязкой нефти примем нефть Ашальчинской месторождения, они указаны в таблице 7.

В качестве разбавителя будем использовать газовый конденсат, так как он требуется в меньшей дозировки. Газовый конденсат можно получить из попутного газа с помощью блока низкотемпературной конденсации. Дозировка: ВВН 80 % + ГК 20 %.

Таблица 7 – Характеристика исходной высоковязкой нефти Ашальчинского месторождения

Свойства продуктов разбавления	Исходная высоковязкая нефть	Газовый конденсат
Плотность при 20°, кг/м ³	965	762,0
Вязкость при 20°, сСт	2140	0,9
Содержание смол, % мас.	28,0	
Содержание серы, % мас.	4,06	0,9
Содержание асфальтенов, % мас.	5,5	
Содержание парафинов, % мас.	1,4	

В качестве растворителя применяем депрессорную присадку, так как дозировка нефраса 150/330 больше. Объем нефраса 150/330 используется в пределах 5...20 %. А дозировка депрессорной присадки составляет 200 гр. на одну тонну нефти.

4.1.2 Определение плотности и вязкости смеси

При разбавлении кинематическая вязкость смеси $\nu_{см}$ изменяется экспоненциально в соответствии с формулой М.М Кусакова:

$$\nu_{см} = \nu_n \cdot e^{-aK}, \quad (1)$$

где ν_n – кинематическая вязкость высоковязкой нефти при расчетной температуре, мм/с²;

a – эмпирический коэффициент, определяемый экспериментальным путем;

K – концентрация разбавителя, равная отношению расхода разбавителя Q_p к расходу смеси $Q_{см}$:

$$K = \frac{Q_p}{Q_{см}} \quad (2)$$

При отсутствии экспериментальных данных величину $\nu_{см}$ можно приближенно найти по формуле Вальтера:

$$\lg \lg(\nu_{см} + 0,6) = (1 - \kappa_г) \cdot \lg \lg(\nu_n + 0,6) + \kappa_г \cdot \lg \lg(\nu_p + 0,6), \quad (3)$$

где $\kappa_г$ – весовая концентрация разбавителя;

ν_n – тоже, что в формуле 1;

ν_p – кинематическая вязкость разбавителя (газового конденсата), мм/с²;

$\nu_{см}$ – кинематическая вязкость смеси, мм/с².

$$\kappa_г = \frac{\rho_p \cdot \kappa}{\rho_n - \kappa \cdot (\rho_n - \rho_p)}, \quad (4)$$

где ρ_p – плотность разбавителя, кг/м³;

ρ_n – плотность высоковязкой нефти, кг/м³;

κ – концентрация разбавителя.

Плотность смеси $\rho_{см}$ (при расчетной температуре) рассчитывается по формуле:

$$\rho_{см} = \rho_n \cdot (1 - \kappa) + \rho_p \cdot \kappa, \quad (5)$$

где ρ_p – плотность разбавителя, кг/м³;

ρ_n – плотность высоковязкой нефти, кг/м³;

κ – концентрация разбавителя;

$\rho_{см}$ – плотность смеси, кг/м³.

Концентрация разбавителя по формуле (2):

$$k = \frac{0,2}{1} = 0,2.$$

Весовая концентрация разбавителя по формуле (4) равна:

$$k_g = \frac{762,0 \cdot 0,2}{965,2 - 0,2 \cdot (965,2 - 762,2)} = 0,165.$$

По формуле Вальтера (3) находим вязкость смеси:

$$\lg \lg(\nu_{см} + 0,6) = (1 - 0,165) \cdot \lg \lg(2140 + 0,6) + 0,165 \cdot \lg \lg(0,8 + 0,6),$$

$$\lg \lg(\nu_{см} + 0,6) = 0,296$$

$$\nu_{см} = 10^{10 \cdot 0,299} - 0,6$$

$$\nu_{см} = 96,93 \text{ сСт.}$$

Так, как данное значение приближенное, то примем значение определенное экспериментальным методом и равное 84 сСт.

Плотность смеси вычисляем по формуле (5):

$$\rho_{см} = 965,2 \cdot (1 - 0,2) + 762 \cdot 0,2 = 924,4 \text{ кг/м}^3$$

4.1.3 Гидравлический расчет

На головной нефтеперекачивающей станции поддерживают давление 0,6 МПа. Длина трубопровода, идущего от БДР до ГНПС $L = 10$ км.

Определить необходимый начальный напор H_0 или начальное давление p_0 на БДР. Необходимые исходные данные указаны в таблице 8.

Таблица 8 – Исходные данные гидравлического расчета

Наименование показателя	Условное обозначение, единица измерения	Значение показателя
Годовая (массовая) производительность нефти	G_n , млн.т/год	1
Годовая производительность разбавителя газового конденсата	G_p , млн.т/год	0,25
Наружный диаметр трубопровода	D_n , мм	219
Внутренний диаметр трубопровода	$D_{вн}$, мм	205

Часовая производительность определяется по формуле:

$$Q = \frac{G_G \cdot k_{НП}}{24 \cdot N_p \cdot \rho} \cdot 10^9, \quad (6)$$

где G_G – годовая массовая производительность нефтепровода, млн.т/год;

$k_{НП}$ – коэффициент неравномерности перекачки, $k_{НП} = 1,05$;

N_p – число суток работы нефтепровода в течение года, $N_p = 354$;

ρ – плотность смеси при рабочей температуре, кг/м³.

Часовая производительность высоковязкой нефти:

$$Q_{ВВН} = \frac{1 \cdot 1,05}{24 \cdot 354 \cdot 965} \cdot 10^9 = 128,07 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Часовую производительность смеси находим по формуле:

$$Q_{см} = \frac{Q_{ВВН}}{1 - K} \quad (7)$$

где $Q_{ВВН}$ – часовая производительность высоковязкой нефти, м³/ч;

K – концентрация разбавителя.

$$Q_{см} = \frac{128,07}{1-0,2} = 160,08 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Производительность разбавителя (газового конденсата):

$$Q_{ГК} = \frac{0,25 \cdot 1,05}{24 \cdot 354 \cdot 762} \cdot 10^9 = 40,55 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Определим скорость нефти в трубопроводе по формуле:

$$v_n = \frac{G}{S} = \frac{4 \cdot G}{365 \cdot 24 \cdot 3600 \cdot \pi \cdot D_{вн}^2 \cdot \rho}; \quad (8)$$

где G – годовая массовая производительность нефтепровода, млн.т/год;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, мм;

ρ – плотность смеси, кг/м³.

$$v_n = \frac{4 \cdot 1,25 \cdot 10^9}{354 \cdot 24 \cdot 3600 \cdot 3,14 \cdot 0,205^2 \cdot 924} = 1,34 \text{ м/с}$$

Теперь определим число Рейнольдса:

$$Re = \frac{v_n \cdot D}{\nu}, \quad (9)$$

где ν – средняя скорость нефти, м³/с;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр, м;

ν_T – кинематическая вязкость, мм²/с.

$$Re = \frac{1341 \cdot 205}{84} = 3273.$$

Так как $Re > 2320$, режим турбулентный. При турбулентном режиме течения различают три зоны трения:

- гидравлически гладких труб (коэффициент гидравлического сопротивления λ зависит только от Re);
- смешанного трения (λ зависит от Re и относительной шероховатости ε);
- квадратичного трения (λ зависит только от ε).

Границами этих зон являются переходные числа Рейнольдса

$$Re_1 = \frac{10}{\varepsilon} \text{ и } Re_2 = \frac{500}{\varepsilon}, \quad (10)$$

где ε – относительная шероховатость труб.

$$\varepsilon = \frac{K_{\text{э}}}{D_{\text{вн}}}, \quad (11)$$

где $K_{\text{э}}$ – эквивалентную шероховатость;

$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр нефтепровода, мм.

Поскольку мы имеем сварные стальные новые трубы, то эквивалентная шероховатость труб согласно методическим указаниям, составляет $K_{\text{э}} = 0,075$ мм. В этом случае относительная шероховатость труб равна:

$$\varepsilon = \frac{0,075}{205} = 36,6 \cdot 10^{-5}.$$

Теперь необходимо определить, в какой зоне трения течет жидкость.

Определим граничные значения Re (Re_1 и Re_2):

$$Re_1 = \frac{10}{36,6 \cdot 10^{-5}} = 27322,$$

$$Re_2 = \frac{500}{36,6 \cdot 10^{-5}} = 1366120.$$

Видно, что выполняется условие $2320 < Re < Re_1$, так как $2320 < 3273 < 27322$, то течение нефти происходит в зоне гидравлически гладких труб и коэффициент гидравлического сопротивления вычисляем по формуле:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}; \quad (12)$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{3273^{0,25}} = 0,042$$

Гидравлические потери давления:

$$\Delta p = p_1 - p_2 = \lambda \cdot \frac{L}{D_{\text{вн}}} \cdot \frac{v^2}{2} \cdot \rho \quad (\text{формула Дарси-Вейсбаха}); \quad (13)$$

или разность напоров:

$$\Delta H = H_1 - H_2 = \lambda \cdot \frac{L}{D_{\text{вн}}} \cdot \frac{v^2}{2g} \quad (14)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

L – протяженность трубопровода, м;

v – средняя скорость нефти, м³/с;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр, м;

ρ – плотность смеси, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с².

Таким образом:

$$\Delta p = 0,042 \cdot \frac{10000}{0,205} \cdot \frac{1,34^2}{2} \cdot 924 = 1,7 \text{ МПа};$$

$$\Delta H = 0,042 \cdot \frac{10000}{0,205} \cdot \frac{1,34^2}{2 \cdot 9,81} = 187,5 \text{ м.}$$

Начальное давление p_o будет равно:

$$p_o = p_k + \Delta p, \tag{15}$$

$$p_o = 0,6 + 1,7 = 2,3 \text{ МПа.}$$

Начальный напор H_o будет равен:

$$H_o = \frac{p_o}{\rho g}, \tag{16}$$

$$H_o = \frac{2,3 \cdot 10^6}{924 \cdot 9,81} = 286,83 \text{ м.}$$

Начальное давление в трубе должно быть 2,3 МПа, напор 289,83 м, подача 160,08 м³/ч – применим насос типа НК-200-370.

Подача насоса-дозатора 40,55 м³/ч – используем 4 параллельно соединенных насоса: 3 насоса 2НД 10000/10 и 1 насос 2НД 12000/6,3.

4.2 Применение растворителя

Часовая производительность определяется по формуле (6). Часовая производительность высоковязкой нефти равна 128,07 м³/ч.

Часовую производительность смеси с присадкой находим по формуле (7):

$$Q_{см} = \frac{128,07}{(100 - 0,02)/100} = 128,1 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Производительность растворителя равна :

$$Q_{пр} = \frac{0,2 \cdot 1,05}{24 \cdot 354 \cdot 880} \cdot 10^6 = 0,028 \text{ м}^3/\text{ч} = 28 \text{ л}/\text{ч м}^3/$$

Применяем дозировочный насос НД 2,5-40/25.

5 Экономическая часть

В экономической части работы будет проведено сравнение экономической выгоды двух методов: разбавление высоковязкой Ашальчинской нефти газовым конденсатом и растворение депрессорной присадкой. Расчет будет проходить по следующим этапам:

1) расчет капитальных затрат:

- определение стоимости оборудования;
- определение стоимости на монтаж;

2) расчет эксплуатационных затрат:

- расчет амортизационных отчислений;
- определение затрат на электроэнергию;

3) Сравнение эксплуатационных и капитальных затрат при использовании разбавителя/растворителя для транспортировки ВВН.

5.1 Расчет капитальных затрат для разбавления высоковязкой нефти газовым конденсатом

Стоимость оборудования для установки блока дозирования реагента (БДР) представлена в таблице 9, а стоимость материалов для установки блока дозирования газового конденсата – в таблице 10.

Таблица 9 – Стоимость оборудования для сооружения БДР

Наименование	Стоимость за единицу, руб.с НДС	Количество	Стоимость, руб.
Оборудование, стоимостью свыше 40000 руб.			
Насос-дозатор	150000	5 шт.	750 000
Центробежный насос	170 000	2 шт.	382 000
Оборудование, стоимостью менее 40000 руб.			
Диспергатор	20000	1 шт.	20 000
Датчик давления	4700	5 шт.	23500
Итого:			1 175500

Таблица 10– Стоимость технологического помещения

Наименование	Стоимость за единицу, руб.	Количество	Стоимость, руб.
Блок-бокс	150000	1 шт.	150000
Итого:			150000

Ссылка на цены: https://gazovik-pgo.ru/cat/neftepererabotka/blok_dozirovaniya_reagentov.html.

Стоимость монтажа составляет 20 % от стоимости оборудования и технического помещения(установка) и равняется 265 100 руб.

Вместо расходной емкости устанавливаем типовой РВС-10000 (емкостью 7620 тонны газового конденсата). Цена РВС-10000 вместе с оборудованием 22 288 000 руб. Монтаж 4 457 600 руб. Источник цены резервуара: <http://nzmm.ru/catalog/rvs-10000.html>.

Для получения газового конденсата из попутного газа используется низкотемпературная сепарация газа. Стоимость газосепаратора 689 000 руб. Источник цены сепараторов: <https://rzmash.ru/separatory/separatorgaza/>. Затраты на монтаж НТС составляет 137 800 руб.

5.2 Расчет эксплуатационных затрат для реализации применения растворителя

5.2.1 Определение стоимости материала

Содержание жидких компонентов в 1 м³ попутного газа для различных месторождений колеблется от 10 до 700 см³. Примем 400 см³. Необходимый объем газового конденсата за год 250 000 тонн, то есть 262 467 м³.

Необходимое количество газа за расчетный период для получения из него газового конденсата 656 167 500 м³. Стоимость попутного газа не будем учитывать, так как он идет на сжигание.

5.2.2 Расчет амортизационных отчислений

Расчет амортизационных отчислений за один год приведен в таблице 11. Примем расчетный срок эксплуатации равный одному году.

Таблица 11 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование	Стоимость за единицу без НДС, руб.	Количество	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации	Сумма амортизационных отчислений, руб.
Насос-дозатор	125 000	5	7	14,29	89 286
Центробежный насос	141 667	2	13	7,69	21 795
Блок-бокс	125 000	1	15	6,67	8 333
РВС-10000	18 573 333	1	10	10	1 857 333
Газосепаратор сетчатый	574 167	1	12	8,33	47 847
Итого:					2 024 594

В итоге получаем, что сумма амортизационных отчислений на расчетный период равняется 2 024 594 руб.

5.2.3 Определение затрат на электроэнергию

Затраты на электроэнергию складываются из актуальной стоимости Вт/ч и общей потребляемой мощности и рассчитываются по формуле:

$$Q_{\text{эл.эн.}} = T_{\text{ед}} \cdot W_{\text{потр}}, \quad (17)$$

где $T_{\text{ед}}$ – стоимость одного кВт/ч, руб.;

$W_{\text{потр}}$ – потребляемая мощность, кВт/ч.

Рассмотрим на примере Ярегского месторождения. Цена 1 кВт/ч равна 4,72 руб.

Источник на цену электроэнергии: http://www.komiesc.ru/legal_entities/tariffs2018/electricity-tariffs/

Все данные по затратам на электроэнергию сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Затраты на электроэнергию

Насос	Мощность, кВт/ч	Цена 1 кВт/ч, руб	Количество оборудования, шт	Итого, кВт/ч, руб	За расчетный период, кВт/ч	За расчетный период, кВт/ч, руб
Насос-дозатор	5,5	4,72	4	25,96	186912	882225
Центробежный насос	150	4,72	1	708	1274400	6015168
Газосепаратор	топливный газ					0
Итого				733,96	1461312,0	6897393

5.3 Расчет капитальных затрат для реализации применения растворителя

Стоимость оборудования для установки блока дозирования реагента (БДР) представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Стоимость оборудования для сооружения БДР

Наименование	Стоимость за единицу, руб.с НДС	Количество	Стоимость, руб.
Оборудование, стоимостью свыше 40 000 руб.			
Насос-дозатор	43 970	2 шт.	87 940
Оборудование, стоимостью менее 40 000 руб.			
Насос шестеренный	32 680	2 шт.	65 360
Диспергатор	20 000	1 шт.	20 000
Расходная емкость, 5 м ³	30 600	2 шт.	61 200
Клапан обратный	290	2 шт.	580
Датчик давления	4 700	2 шт.	9 400
Визуальный термометр	1 200	1 шт.	1 200
Датчик расхода	22 300	2 шт.	44 600
Итого:			290 280

Ссылка на цены: https://gazovik-pgo.ru/cat/neftepererabotka/blok_dozirovaniya_reagentov.html, <https://www.ampika.ru/oborudovanie.html?razdel=9>.

Стоимость технологического помещения 150 000 руб. Стоимость монтажа составляет 20 % от стоимости оборудования и технического помещения и равняется 88 056 руб.

Для введения присадки нефть необходимо нагреть до температуры плавления парафинов. Стоимость двух подогревателей нефти ПНПТ составляет 20 360 000 рублей. Монтаж равен 4 072 000 руб.

С учетом того, что на НПЗ нефть с растворителем разделяют и по обратной трубе возвращают его на месторождение в БДР, следовательно, закупка растворителя может происходить раз в год с учетом его срока годности. Стоимость оборудования для установки на НПЗ приведена в таблице 14.

Таблица 14 – Стоимость оборудования для установки на НПЗ

Наименование	Стоимость за единицу, руб.	Количество	Стоимость, руб.
Оборудование, стоимостью свыше 40 000 руб.			
Труба 50мм, 50км (1т = 340 м)	55 800	147 т.	8 202 600
Оборудование, стоимостью менее 40 000 руб.			
Насос центробежный	38 560	2 шт.	77 120
Расходная емкость, 5 м ³	30 600	2 шт.	61 200
Клапан обратный	290	1 шт.	290
Задвижка	14 087	2 шт.	28 174
Итого:			8 369 384

Затраты на монтаж установки оборудования на НПЗ и проведения обратной трубы составляет 20 % от стоимости оборудования и материалов и равняется 1 673 877 руб.

Источник на цену трубы: http://www.trub-prom.com/magazin-trubyi/trubagazliftnaya/85498550?sort_by=price&sort_type=asc&categoryPage=1&productPage=1.

5.4 Расчет эксплуатационных затрат для реализации применения растворителя

5.4.1 Определение стоимости материала

На приобретение растворителя Difron, рассчитаем стоимость. Годовая перекачка нефти 1 000 000 тонн. По регламенту, используется растворитель в количестве 200 гр/т нефти. Цена за 1 кг. растворителя равна 180 руб.

Цена взята из источника: <http://www.difron.com>.

За год необходимо 200 тонн присадки, то есть 227м³.

Стоимость: $200000 \cdot 180 = 36000000$ руб.

Суточное потребление присадки: 0,672 м³/ч.

Так как в БДР установлено две расходные емкости по 5 м³, следовательно в запасе имеется 4,4 тонны присадки.

$4400 \cdot 180 = 792000$ руб.

5.4.2 Расчет амортизационных отчислений

Расчет амортизационных отчислений за расчетный период приведен в таблице 15. Примем расчетный срок эксплуатации равный одному году.

Таблица 15 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование	Цена без НДС	Количество	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации	Сумма амортизационных отчислений, руб.
Насос-дозатор	36 641,67	2	7	14,29	10 469
Блок-бокс	125 000	1	25	4	5 000
Труба	46 500	147	15	6,67	455 700

Окончание таблицы 15

Наименование	Цена без НДС	Количество	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации	Сумма амортизационных отчислений, руб.
Подогреватель нефти ПНПТ	8 627 119	2	10	10	1 725 424
Итого:					2 196 593

В итоге получаем, что сумма амортизационных отчислений на расчетный период равняется 329 795 руб.

5.4.3 Определение затрат на электроэнергию

Затраты на электроэнергию рассчитываются по формуле (17):

Потребляемая мощность дозирочного насоса равна 0,25 кВт/ч, а потребляемая мощность шестеренного насоса равна 0,37 кВт/ч. Центробежного насоса на НПЗ 7,5 кВт/ч. Цена 1 кВт/ч равна 4,72 руб. Затраты на электроэнергию приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Затраты на электроэнергию

Насос	Мощность, кВт/ч	Цена 1 кВт/ч, руб	Итого, кВт/ч, руб	За расчетный период, кВт/ч	За расчетный период, кВт/ч, руб
Насос-дозатор	0,3	4,72	1,42	2 548,80	12 030
Шестеренный насос	0,37	4,72	1,75	3 143,52	14 838
Центробежный насос	7,5	4,72	35,40	63 720,00	300 759
Итого			38,56	69 412,32	327 626

5.5 Сравнение затрат на применение разбавителя и растворителя при транспортировке высоковязкой нефти трубопроводным транспортом

Все затраты для применения разбавителя и растворителя представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Сравнение затрат на применение разбавителя и растворителя при транспортировке высоковязкой нефти

Вид затрат	Применение разбавителя (газового конденсата)	Применение растворителя (депрессорной присадки)
Капитальные вложения, всего:	29 163 000	35 003 597
в том числе:		
Оборудование БДР	1 175 500	290 280
Техническое помещение	150 000	150 000
Монтаж БДР	265 100	88 056
РВС–10000	22 288 000	-
Монтаж РВС–10000	4 457 600	-
Газосепаратор	689 000	-
Монтаж газосепаратора	137 800	-
Подогреватель нефти ПНПТ	-	20 360 000
Монтаж подогревателя ПНПТ	-	4 072 000
Оборудование на НПЗ вместе с трубой	-	8 369 384
Монтаж оборудования на НПЗ вместе с трубой	-	1 673 877
Эксплуатационные затраты на обслуживание, всего:	8 921 987	39 316 219
в том числе:		
Разбавитель/растворитель	0	36 792 000
Амортизационные отчисления в год	2 024 594	2 196 593
Электроэнергия	6 897 393	327 626
Итого	38 084 987	74 319 816

Исходя из затрат для обоих случаев можно уверенно сделать вывод, что использование разбавителя для понижения вязкости нефти экономически эффективнее, чем использование растворителя.

На рисунке 11 изображена диаграмма, где эксплуатационные затраты составляют 23 % и единовременные затраты – 77 % от общих затрат для

метода использования разбавителя при транспортировке высоковязких нефтей.

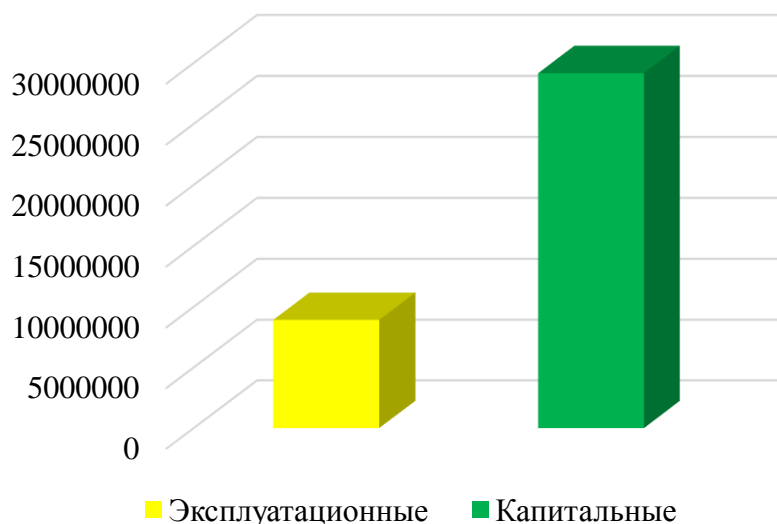


Рисунок 11 – Состав затрат при использовании газового конденсата для понижения вязкости нефти

На рисунке 12 изображена диаграмма, где эксплуатационные затраты составляют 53 % и единовременные затраты – 47 % от общих затрат для метода использования растворителя при транспортировке высоковязких нефтей.

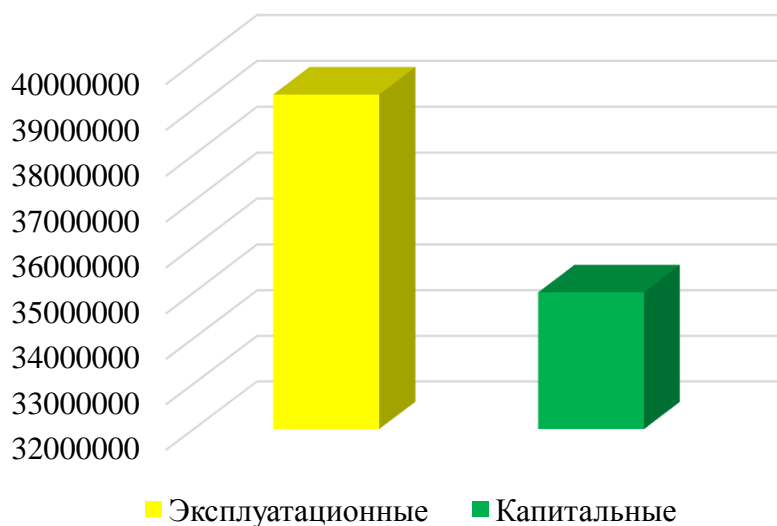


Рисунок 12 – Состав затрат при использовании депрессорной присадки для понижения вязкости нефти

На рисунке 13 изображена гистограмма со сравнением эксплуатационных и единовременных затрат обоих методов изменения вязкости нефти. Затраты, которые были проведены в первый год с проведением монтажа, введения оборудования и материала в эксплуатацию.

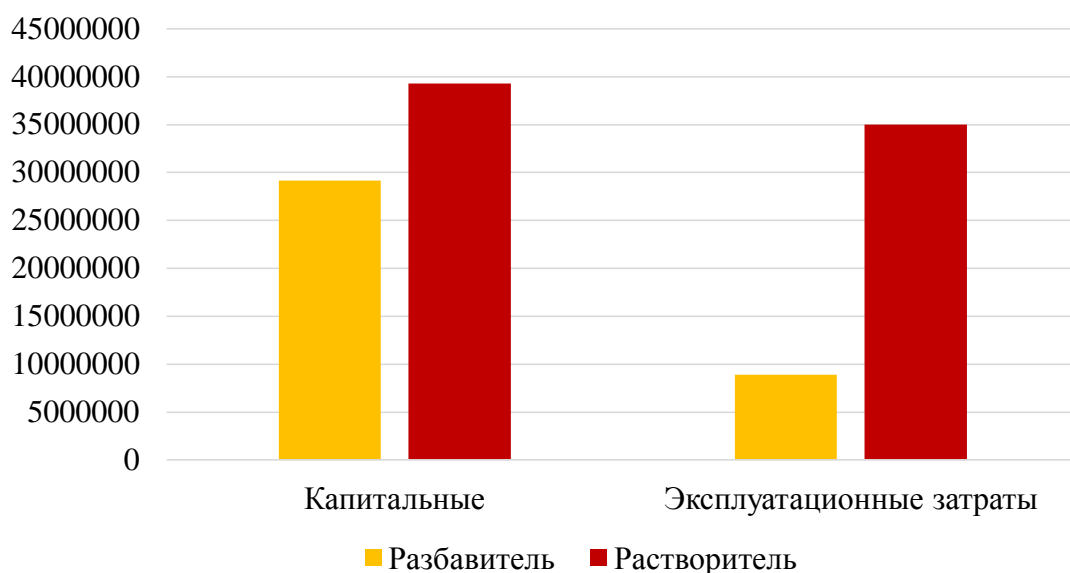


Рисунок 13 – Сравнение эксплуатационных и капитальных затрат при использовании разбавителя/растворителя для транспортировки ВВН

По гистограмме хорошо видно, что эксплуатационные затраты при использовании растворителя в 4 раза больше, это объясняется, тем что на приобретение газового конденсата средства не нужны. Капитальные затраты в случае применения разбавителя газового конденсата 1,2 раз меньше, чем при применении депрессорной присадки.

При смешении нефти с газовым конденсатом происходит уменьшение выхода мазута. Стоимость мазута, как правило, ниже стоимости нефти и уменьшение его выхода уменьшает экономические показатели. Повышается выход светлых нефтепродуктов (бензин, дизельное топливо), которые реализуются по цене существенно выше стоимости исходного сырья. Кроме этого, добавление газового конденсата в нефть приводит к возможности получения полноценного летнего дизельного топлива. Одновременно

улучшаются показатели качества дизельного топлива за счет низкого содержания парафинов и серы в газовом конденсате.

6 Безопасность и экологичность

Современное производство не может полностью избежать крупных производственных аварий. В целях обеспечения гарантий безопасности жизни и здоровья работников, занятых на опасных производственных объектах, а также защиты населения и окружающей природной среды от техногенных аварий необходимо выполнять комплекс мероприятий, направленных на внедрение современных безопасных технологий, выполнение нормативных и инструктивных документов, правил и требований.

Актуальными задачами сегодня являются: предупреждение и сокращение количества аварий на предприятиях с высокотоксичными веществами, такими как нефть, нефтепродукты и природный газ; своевременная их локализация и минимизация последствий.

6.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Введение растворителя/разбавителя в трубопровод производится при помощи специальной установки – блока дозирования реагента (БДР). Установка содержит утепленный контейнер, накопительную емкость, дозировочные насосы, шланговый насос, компрессор, систему управления, установленные в контейнере (блок-боксе). Контейнер оснащен системой отопления, системой пожаротушения и вентиляции [16]. Вместо расходной емкости используется РВС.

Данная установка работает непрерывно и не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала. Обход и осмотр оборудования производится оператором 1...2 раза в смену [17].

Анализ опасных и вредных производственных факторов оператора в соответствии с ГОСТ 12.0.003 [18] при обслуживании блока дозирования представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Анализ опасных и вредных производственных факторов при сооружении и обслуживании нефтепровода из ПАТ по ГОСТ 12.03.003

По природе возникновения	Опасные и вредные производственные факторы
Физические	-повышенный уровень шума на рабочем месте; -повышенный уровень вибрации; - отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения; - поражение электрическим током; - ожоги от перегретых поверхностей.
Химические	- вещества, обладающие острой токсичностью; по воздействию на организм; - мутагенные вещества.
Психофизиологические	- физические перегрузки; - эмоциональные перегрузки.

По основному виду экономической деятельности «Транспортирование по трубопроводам нефти» установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2 % к начисленной оплате труда [19].

Возможными аварийными ситуациями являются:

При производстве работ возможны следующие аварийные ситуации:

- возгорания;
- взрывы;
- падения предметов;

- неконтролируемая утечка нефти или разбавителя/растворителя (разлив) [20].

6.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Рабочим помещением является блок-бокс каркасно-панельного типа. Что обеспечивает штатные условия работы установленного оборудования, поддержание микроклимата и защиту от неблагоприятных воздействий окружающей среды. Существует возможность поддержания в рабочем помещении заданных температурных условий (от + 5 до + 40 °С) в холодных и жарких климатических районах при помощи системы поддержания микроклимата и за счет выбора рациональной толщины теплоизоляционного слоя в панелях стен, пола и крыши блок-бокса [21].

Рассмотрим расположение установки для ввода растворителя в трубопровод на примере Ярегского месторождения в республике Коми, которое расположено в климатическом регионе Іб климатическом регионе, средняя температура воздуха зимних месяцев –41 °С, средняя скорость ветра средняя из наиболее вероятных величин 1,3 м/с [22].

Климат месторождения преимущественно умеренно-континентальный.

Среднегодовая температура воздуха на территориях составляет –8,2 °С. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль со средней температурой –26 °С, в отдельные дни температура воздуха опускается до –57 °С. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова от 1 до 3 м.

Среднегодовое количество осадков около 450 мм. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 3 м/с [22].

Климатическое исполнение блок-бокса УХЛ согласно ГОСТ 15150 – 69.

6.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Производственный блок-бокс имеет длину 5 200 мм, ширину – 3 200 мм, высоту – 3 900 мм. Блок-бокс разделен на два помещения: технологический отсек и отсек управления, которые разделяются между собой перегородкой и имеют отдельные входы, что обеспечивает пылегазонепроницаемость между ними [23].

Оборудование установлено и скомпоновано так, чтобы обеспечить удобство рабочего процесса. Для прохода и проезда к блоку дозирования устроены специальные транспортные дорожки с твердым покрытием.

К вредным веществам производственного помещения относятся пары нефти и растворителя/разбавителя. Их содержание в воздухе рабочей зоны превышает нормы, поэтому перед выполнением работ производственное помещение проветривается в течение 20 минут.

Вентиляция – приточно-вытяжная, с механическим и естественным побуждением. Управление вентилятором осуществляется кнопочным постом, установленным снаружи блока. При повышении температуры внутри помещения свыше +25 °С или при повышении загазованности выше нормы автоматически включается вентилятор. Отопление производственного помещения электрическое или водяное, поддерживаемая температура – не менее +5 °С [23].

При работах в зонах повышенного шума и вибрации от насосного оборудования при работах используются:

- средства индивидуальной виброзащиты согласно [24] рукавицы «Вибротон»;
- средства защиты органов слуха установленных [25] наушники «ТОРЕХ».

Для защиты людей от поражения электрическим током применяется заземление [26].

При периодическом наблюдении за ходом производственного процесса коэффициент освещенности при верхнем или комбинированном совмещенном освещении равен 0,7. Искусственное освещение в помещении изготовлено во взрывобезопасном исполнении. Уровень освещенности блок бокса в соответствии СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение», измеренный на высоте 0,8 м от уровня пола, 50лк [27].

Для снятия стресса, эмоциональных и физических перегрузок предусмотрены зоны досуга, отдыха и проведение мероприятий, направленных на улучшение режима труда и отдыха персонала организации.

6.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Содержать рабочие поверхности приспособлений в чистоте и порядке.

Электрооборудование и средства КИПиА имеют взрывозащищенное исполнение, а провода и кабели установлены с медными жилами.

Используется переменный ток напряжением 380/220 В частотой 50 Гц [24]. Измерение сопротивления заземления производят специальным прибором – измерителем сопротивления заземления М-416.

Для контроля газовоздушной среды используется стационарный газоанализатор «DRAGER».

При работе применяются индивидуальные средства защиты [20].

6.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Категория производственного помещения по степени взрывопожароопасности – Б, так как в нем содержатся легковоспламеняющиеся жидкости I класса, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа [21].

Возможной причиной появления очагов возгорания могут быть сбои в работе насосного оборудования, неисправность проводки и нарушение техники безопасности работниками.

При загорании реагента необходимо изолировать пожарную зону в радиусе 800 м, вызвать пожарную охрану, не приближаться к горящим емкостям. Охлаждать емкости холодной водой с максимального расстояния, тушить огонь с максимального расстояния мелко тонкораспыленной водой, химической, воздушно-механической пеной и другими средствами пожаротушения. Для тушения использовать песок, землю, кошму и другие подручные средства, огнетушители марки ОП, ОУ [28].

Присутствуют первичные средства пожаротушения (порошковый, углекислотный огнетушители, песок), пожарное оборудование, система сигнализации о пожаре [29].

Запрещается на территории БДР курение, применение любых источников огня.

При отсутствии электроосвещения допускается пользоваться взрывобезопасными аккумуляторными фонарями.

При ремонтных работах применять искробезопасный инструмент. В качестве огнегасительных средств категорически запрещается подача компактных струй воды [28].

6.6 Обеспечение безопасности в аварийных ситуациях

БДР предназначен для непрерывного добавления разбавителя/растворителя к транспортируемой нефти.

Периодического осмотра БДР проходит в четыре смены, в каждой из которых один оператор. Все работники обеспечены индивидуальными и медицинскими средствами защиты.

На территории предприятия находится склад горючесмазочных легковоспламеняющихся, взрывоопасных материалов и АЗС, которые являются источниками для образования вторичных факторов поражения.

Предприятие имеет электроснабжение (имеется аварийный дизельный генератор), постоянный доступ к мобильной связи, стационарные сети тепло- и водоснабжения (вода из артезианских скважин).

Предприятие имеет достаточно высокую устойчивость объекта к чрезвычайным ситуациям.

6.7 Экологичность проекта

При возникновении аварийных разливов нефти возможны:

- загрязнение почвы на значительной территории;
- воздушная ударная волна при взрыве газовой среды;
- термическое воздействие пожара при возгорании вытекающей из трубопровода нефти;
- загазованность территории.

Оперативные действия при ликвидации аварийных разливов нефти:

- сообщить мастеру участка по обслуживанию нефтепровода (мастеру по добыче нефти и газа) об аварии;
- прекратить транспортировку нефти по трубопроводу; закрыть задвижки в начале и конце нефтепровода;
- вызвать аварийную бригаду;
- вызвать пожарную часть;
- принять меры к недопущению возгорания и растекания нефти;
- обозначить зону загазованности. Выставить в наиболее опасных местах посты для предупреждения проникновения в опасную зону людей, транспортных средств, животных;
- организовать сбор разлившейся нефти до максимально достижимого уровня;

- произвести размещение собранной нефти для последующей утилизации, исключающей вторичное загрязнение производственных объектов и объектов окружающей среды;

- произвести завершающие работы по ликвидации последствий разливов нефти, реабилитации загрязненных территорий.

Эти операции проводятся в соответствии с проектами (программами) рекультивации земель и восстановления водных объектов. Полученное положительное заключение государственной экологической экспертизы указывает на качество проведенных работ [30].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При трубопроводном транспорте ВВН для обеспечения заданной пропускной способности и избегания застывания нефти при остановке перекачки необходимо использовать специальные технологии перекачки, что в настоящее время вопросы перекачки такой нефти являются актуальными.

В процессе написания бакалаврской работы для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- при определении необходимой дозировки разбавителя/растворителя рассчитала плотность и вязкость смеси и определила необходимую подачу насосов;

- при проведении гидравлический расчета трубопровода с учетом применения разбавителя определила режим течения, необходимые напор и давление в трубе;

- при определении затрат выяснилось, что использование разбавителя экономически выгоднее, чем использование растворителя.

Все поставленные цели выполнены.

Выбор способа перекачки, метода улучшения реологических свойств перекачиваемого продукта базируется на индивидуальных физико-химических характеристиках продуктов и требует определённой исследовательской работы, как в лабораторных условиях, так и на полупромышленных установках.

Для добычи нетрадиционных ресурсов требуются колоссальные инвестиции и, что еще важнее, новые технологии, к внедрению которых стремятся всего несколько компаний.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АЗС – автозаправочная станция
БДР – блок дозирования реагента
ВВН – высоковязкая нефть
ГК – газовый конденсат
ГНС – головная насосная станция
ГНТС – головная насосно-тепловая станция
ГО – гражданская оборона
ДФ – дизельная фракция
ЗСН – западно-сибирская нефть
КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика
КН – карбоновая нефть
КП – конечный пункт
КПД – коэффициент полезного действия
НД – насос-дозатор
НПЗ – нефтеперерабатывающий завод
НТС – насосно-тепловая станция
ПНТС – подогреватель нефти с промежуточным теплоносителем
ПНС – промежуточная насосная станция
РВС – резервуар вертикальный стальной

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Башкирцева, Н.Ю. Высоковязкие нефти и природные нефти / Вестник технологического университета, 2014. – т.17. – С.296-299.
- 2 Артеменко, А.В., Кашавцев В.Е. Вязкое дело. Тяжелая нефть и битумы могут стать сырьем XXI века. // Нефть России. – 2003. – №11. – С.30-33.
- 3 Полищук, Ю.М. Высоковязкие нефти: аналитический обзор закономерностей пространственных и временных изменения их свойств/ Ю. М. Полищук, И.Г. Ященко // Нефтегазовое дело. – 2006. – №1. – С. 1-32.
- 4 Ященко, И.Г. Анализ пространственных, временных и геотермических изменений высоковязких нефтей России / Известия Томского политехнического университета. – 2006. – Т. 309. – № 1. – С. 32 – 39.
- 5 Воробьёв, А.Е. Влияние эффектов полярности и добавок на снижение вязкости тяжелой нефти / А.Е. Воробьёв, М. Агхамохаммадигалехджуи, Д.Н. Хабаров // Вестник РУДН. Серия Инженерные исследования. – 2014. – № 1. – С. 103-107.
- 6 Агапкин, В.М. Тепловой и гидравлический расчеты трубопроводов для нефти и нефтепродуктов / В.М. Агапкин, Б.Л. Кривошеин, В.А. Юфин. – М.: Недра, 1981. – 256 с.
- 7 Губин, В. Е. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов / Губин В. Е., Губин В. В – М.: Недра, 1982. – 296 с.
- 8 Коршак, А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для вузов / А.А. Коршак, А.М. Нечваль; Под ред. А.А. Коршака. – СПб.: Недра, 2008. – 488 с.
- 9 Пат. №2089778 Российская Федерация, МКИ F17D 1/16. Способ подготовки высоковязких и парафинистых нефтей к трубопроводному транспорту / В.И. Ерофеев, Л.Л. Коробицына, Э.Ф. Короткова, А.В. Восмеригов (РФ) – 94039950/06; заявл. 25.10.1994; опубл. 10.09.1997. – 6с.

10 ГОСТ 26377 – 84 Растворители нефтяные. Обозначение. – Введ 01.01.1986. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2004. – 4 с.

11 Рахимова, Ш.Г. Исследование применения теплового воздействия совместно с углеводородными растворителями для разработки залежей тяжелых нефтей: дис. канд. технич. наук: 25.00.17 / Рахимова Шаура Газимьянова. – Бугульма, 2009. – 121 с.

12 Павлов, И.В. , Дружинин О.А., Мельчаков Д.А., Твердохлебов В.П., Бурюкин Ф.А. , Грайворонский И.С., Герилович Е.Е. Научный руководитель – д.х.н., профессор Твердохлебов В.П. Влияние растворителей на вязкостно-температурные свойства высоковязкой нефти [Электронный ресурс]. — Красноярск: Сибирский федеральный ун-т, 2011. — Режим доступа: <http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2011/section02.html>

13 Агапкин, В. М. Тепловой и гидравлический расчеты трубопроводов для нефти и нефтепродуктов / Агапкин В. М., Кривошеин Б. Л., Юфин В. А. – М.: Недра, 1981.– 256 с.

14 Хайрудинов, И.Р., Хайрудинов Р.И., Сидоров Г.М., Ягафарова Д.И. Подготовка высоковязкой нефти к транспортировке путем её разбавления // Башкирский химический журнал. – 2019.– №1.– С.122-124.

15 Стратегия развития топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан на период до 2030 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.gossov.tatarstan.ru/fs/site_documents_struc/04zak1.pdf

16 Пат. №89883 Российская Федерация, МПК F17D 3/12, F17D 1/16. Установка для ввода дипрессорной присадки в трубопровод / Р. В. Нефедов, И. О. Иванов, К. Б. Федотов, В. Г. Митропольский (РФ). – № 2009130245/22; заявл. 06.08.2009; опубл. 20.12.2009, Бюл. № 13. – 5 с.

17 Установка для дозированной подачи реагента. Руководство по эксплуатации. – Пермь : ОАО «ЭнергоРесурс», 2015. – 29 с.

18 ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 01.01.1976. – Москва : ГКССМ СССР, 1976. – 5 с.

19 Безопасность жизнедеятельности: пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост.: Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. – Электрон. дан. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016

20 Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении / Ф. Ф. Абузова [и др.]. – М.. Недра, 1981. – 248 с.

21 Производство оборудования. Блок-бокс [Электронный ресурс] : сайт компании, выполняющей полный цикл работ по комплексной автоматизации объектов нефтегазовой отрасли // Компания «Спецэлектромеханика». – Режим доступа: <http://www.semgroup.ru>.

22 Общие сведения месторождения [Электронный ресурс]: учебные материалы для студентов – Режим доступа: <http://petrolibrary.ru>

23 Блоки дозирования реагентов [Электронный ресурс]: сайт компании, оказывающей комплекс сервисных услуг для строящегося, вводимого и уже находящегося в эксплуатации оборудования // Компания «ПромТехИнжиниринг». – Режим доступа: <http://pt-eng.ru> 1

24 ГОСТ 26568 – 85 Вибрация. Методы и средства защиты. – Введ. 26.06.1985. – Москва : ГКССМ СССР, 1985. – 17 с.

25 ГОСТ 12.1.003 – 83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – Введ. 06.06.1983. – Москва : ГКССМ СССР, 1983. – 9 с.

26 ГОСТ Р 50571.22 – 2000. Электроустановки зданий ч. 7. Требования к специальным электроустановкам. Раздел 707. Заземление оборудования обработки информации.] – Введ. 18.12.2000. – Москва : Стандартинформ, 2012. – 12 с.

27 СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05 – 95. – Введ. 20.05.2011. – Москва : Министерство регионального развития РФ, 2011. – 75 с.

28 Инструкция по охране труда при эксплуатации блока реагента химического (БРХ), блока дозирования реагента (БДР) и установки дозирования

химреагентов (УДХ) [Электронный ресурс]: учебные материалы для студентов – Режим доступа: <http://vunivere.ru>.

29 ГОСТ 12.1.004 – 85. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. – Введ. 28.03.1985. – Москва : Издательство стандартов, 1989. – 83 с.

30 Подавалов, Ю.А. Экология нефтегазового производства: монография / Ю.А. Подавалов. – Москва : Инфра-Инженерия, 2010. – 416 с.


Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 /А.Н. Сокольников

« 19» июня 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Трубопроводный транспорт углеводородных энергоносителей высокой
вязкости с помощью разбавителей

Руководитель  19.06.20 доцент, канд. техн. наук О.Н. Петров

Выпускник  - 18.06.20 А.М. Береснева

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:
«Трубопроводный транспорт углеводородных энергоносителей высокой
вязкости с помощью разбавителей»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть



И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



А.Н. Минкин

Нормоконтролер



О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Трубопроводный транспорт углеводородных энергоносителей высокой вязкости с помощью разбавителей» содержит 59 страниц текстового документа, 27 использованных источников, 6 листов графического материала.

ВЫСОКОВЯЗКАЯ НЕФТЬ, ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТИ, РАЗБАВИТЕЛЬ, РАСТВОРИТЕЛЬ, ДЕПРЕССОРНЫЕ ПРИСАДКИ, БЛОК ДОЗИРОВАНИЯ РЕАГЕНТА.

Объект исследования – трубопроводный транспорт высоковязкой нефти.

Цель работы: определить наиболее эффективный и экономически выгодный способ перекачки высоковязких энергоносителей.

В соответствии с поставленной целью были сформулированы и решены следующие задачи:

- определить необходимое количество растворителя и разбавителя;
- провести гидравлический расчет участка магистрального трубопровода с учетом применения разбавителя;
- на основе полученных данных провести сравнение эксплуатационных и капитальных затрат при использовании разбавителя/растворителя для транспортировки высоковязких нефтей.

В работе определяются затраты на применения разбавителя и растворителя для транспортировки. Введение разбавителя позволит повысить гидравлическую эффективность нефтепровода, а так же разбавитель является экономически более выгодным методом.