

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

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

/A.Н. Сокольников
«23» июня 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Трубопроводный транспорт углеводородных энергоносителей высокой
вязкости методом предварительного подогрева

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

Выпускник Я.В. Маскаева

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:
«Трубопроводный транспорт углеводородных энергоносителей высокой вязкости методом предварительного подогрева»

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 методом предварительного подогрева» содержит 60 страницы текстового документа, 28 использованных источников, 6 листов графического материала.

ВЫСОКОВЯЗКАЯ НЕФТЬ, МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД, ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ ПОДОГРЕВ, ГОРЯЧИЙ ТРУБОПРОВОД, ТРАНСПОРТ НЕФТИ.

Объект исследования – магистральный нефтепровод.

Цель работы: подбор технологического оборудования для обеспечения трубопроводного транспорта ВВН методом предварительного подогрева

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

- определить особенности ВВН и что затрудняет их транспортировку;
- рассмотреть существующие способы трубопроводного транспорта ВВН;
- изучить технологию транспорта высоковязкой нефти методом предварительного подогрева;
- подобрать насосно-силовое оборудование;
- подобрать оборудование для подогрева нефти.

СОДЕРЖАНИЕ

Реферат	3
Введение.....	6
1 Необходимость транспорта высоковязких нефтей.....	7
2 Особенности высоковязких нефтей	9
3 Способы транспортировки высоковязких нефтей	13
3.1 Транспортировка ВВН с разбавителями	13
3.2 Гидротранспорт	14
3.3 Транспортировка термообработанной нефти	16
3.4 Транспортировка ВВН с присадками	17
3.5 Транспортировка ВВН с предварительным подогревом	18
4 Технология транспорта высоковязкой нефти методом предварительного подогрева	20
5 Оборудование для подогрева	23
6 Расчетная часть	27
6.1 Подбор насосно-силового оборудования	28
6.2 Подбор теплообменного оборудования	34
7 Безопасность и экологичность	37
7.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	38
7.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	39
7.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования	39
7.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	40

7.4.1 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	41
7.5 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.....	42
7.5.1 Экологичность проекта	42
8 Экономическое обоснование проекта	43
8.1 Расчет объема капитальных вложений.....	43
8.2 Расчет годовых текущих затрат	50
8.2.1 Расчет заработной платы	50
8.2.2 Расчет затрат на страховые выплаты.....	52
8.2.3 Расчет амортизационных отчислений	52
Заключение	55
Список сокращений	56
Список используемых источников.....	57

ВВЕДЕНИЕ

Потребление энергии в мире неуклонно растет, уже к 2050 году ожидается удвоение спроса. Увеличение производства «легкодоступой» нефти не успевает за темпом уже сегодня. В последние годы новые месторождения вынуждены разрабатывать на Крайнем севере и Арктическом шельфе, куда добраться крайне сложно. По прогнозам, пик добычи легких нефтей будет достигнут через 10...15 лет, а в дальнейшем их добыча будет падать. Поэтому компании по добыче нефти уже сейчас уделяют большое внимание в высоковязким углеводородам [1].

Запасы тяжелых нефтей значительно превышают запасы легких и, по оценкам специалистов, составляют около 1 трлн. т. В промышленно развитых странах они рассматриваются не столько как резерв добычи нефти, сколько в качестве основной базы ее развития на ближайшие годы [2]. Вопрос транспортировки таких нестандартных углеводородов становится особенно актуальным. Так как себестоимость высоковязких нефтей (ВВН) в разы больше, чем у обычных, а немаловажным фактором в формировании цены является транспортировка, то при ее оптимизации себестоимость значительно снижается, что позволяет компаниям получать больше прибыли.

1 Необходимость транспорта высоковязких нефей

По данным на 2015 год мировые запасы природных битумов и высоковязких нефей оцениваются в 0,5...1 трл. т. Основные запасы этого углеводородного сырья сконцентрированы в нефтегазоносных районах Канады, Венесуэлы, США, Аргентины, Кувейта, Индонезии, России и ряда других стран [3].

По объему запасов высоковязкой нефти Россия находится на третьем месте после Канады и Венесуэлы. По оценке неорганической химии РАН, российские запасы тяжелых углеводородов оцениваются в 6,3 миллиарда тонн, но многие другие источники считают, что на самом деле объем ВВН превышает 11 миллиардов тонн. Основные залежи высоковязких нефей расположены в Волго-Уральском и Западно-Сибирском нефтегазовых бассейнах. ВВН встречается в Татарстане, Удмуртии, Башкирии, Самарской и Пермской областях. Также существуют месторождения тяжелых нефей на территории Сахалина, Республики Удмуртия и Краснодарского края [1].

Крупнейшие месторождения в Российской Федерации находятся на территории Усинского месторождения с запасами 733,5 млн. т. и 241,6 млн. т. в пределах Ярегского месторождения [3].

В мировой экономике тяжелые нефти приобретают все большее значение. Их запасы более чем в два раза превышают объемы мировых запасов легкой нефти. ВВН отличаются высокой плотностью и вязкостью, что затрудняет процесс их транспорта по трубопроводу и приводит к большим энергозатратам.

Не смотря на подобные трудности, промышленно развитые страны используют высоковязкую нефть в качестве основной базы на ближайшие годы [2].

Основной проблемой добычи, транспортировки и переработки высоковязкой нефти является ее высокая себестоимость и более сложное техническое оснащение, чем при добыче легкой и средней нефти. Но время неизбежно приведет человечество к необходимости использования тяжелых

нефти, поэтому необходимо максимально оптимизировать технологию их добычи, транспортировки и перработки, тем самым уменьшив себестоимость продукта. В данной работе остановимся на транспортировке высоковязкой нефти [4].

Объемы добываемой высоковязкой нефти требует качественной бесперебойной транспортировки.

Общеизвестно, что наибольшее распространение получил трубопроводный транспорт нефти в силу своих преимуществ:

- низкая себестоимость транспортировки (если сравнивать с другими видами транспорта).
- минимальные вложения в транспортировку груза из одной точки в другую, а также быстрая окупаемость устройства при его строительстве.
- возможность создания кратчайшего пути при доставке сырья – трубопровод можно проложить в любом направлении и на любое расстояние.
- бесперебойная и своевременная доставка продуктов к местам сбыта, не зависящая от климатических условий (погоды, температуры, осадков и др).
- практически весь процесс транспортировки автоматизирован.
- во время перекачки потери газо- и нефтепродуктов практически равны нулю.
- возможность увеличения пропускной способности устройства, за счёт возведения перекачивающих станций и проведения второстепенных трубопроводов (лупингов).
- интенсивная работа в течение всего года (возможны кратковременные остановки во время аварий или диагностики).
- возможность комплексного наблюдения за всеми элементами трубопровода и устройством в целом.
- снижение нагрузки на традиционные виды транспорта.
- простота в эксплуатации и надёжность.

Все вышеперечисленные преимущества сделали трубопровод одним из самых развитых и распространённых способов транспортировки сырья во всём

мире. Также на повышение спроса повлияло открытие новых месторождений газа и нефти, которые располагались на большом расстоянии от точек их переработки и сбыта [2].

Очевидно, что при добыче высоковязкой нефти предпочтение также будет дано трубопроводному транспорту. Поэтому существует необходимость в выборе правильного способа перекачки нефти и умении его рационального использования при эксплуатации нефтепровода.

2 Особенности высоковязких нефей

При упоминании высоковязких и тяжелых нефей необходимо уточнить, какие значения вязкости и плотности имеются ввиду.

Во времена СССР нефти с плотностью 880...910 кг/м³ относили к тяжелым нефтям, так как существовавшие установки по деэмульсации нефти могли перерабатывать нефть с плотностью не более 910 кг/м³. Для того чтобы переработать нефть большей плотности необходимо было применять особые технологии, что значительно затрудняло производство. Поэтому нефть плотностью 910...960 кг/м³ обозначалась как сверхтяжелая. В настоящее время нефть классифицируются согласно ГОСТ Р 51858 – 2002.

К высоковязким относят нефти с вязкостью более 30 мПа·с, что соответствует пределу, за которым начинаются осложнения при добыче нефти и рост ее себестоимости. Однако отстаивались и другие пределы этого значения – 10, 40 и 50 мПа·с.

Существовали предложения разделить высоковязкие нефти на три группы:

- первая группа с вязкостью от 30 до 100 мПа·с и плотностью 834...929 кг/м³,
- вторая группа характеризуется изменением вязкости в диапазоне от 100 до 500 мПа·с и изменением плотности в диапазоне 882...955 кг/м³,
- третья группа имеет вязкость выше 500 мПа·с и плотность более 934 кг/м³.

В докладе американских и канадских ученых на XII конгрессе было предложено распределить жидкие углеводороды по плотности и вязкости следующим образом (табл. 1).

Таблица 1 – Классификация жидких углеводородов по плотности и вязкости

Нефть	Плотность, кг/м ³	Вязкость мПа·с
Легкая	Менее 870	Менее 50
Средняя	870...920	50...1000
Тяжелая	920...1000	1000...10000
Сверхтяжелая	Более 1000	1000...10000
Природные битумы	1003...1100	Более 10000

По стандарту Американского нефтяного института (API) жидкая углеводородная смесь с плотностью более 934 кг/м³ относится к тяжелым. В США нефть с плотностью 959 кг/м³ отнесли к тяжелой и сняли ограничения на цену при утверждении закона, однако были предложения принять более низкие значения (до 904 кг/м³).

В западных нефтедобывающих странах к тяжелым нефтям, как правило, относили нефти с плотностью выше 904 кг/м³. Нередко нефти с плотностью 904...934 кг/м³ относят к средним по плотности, а к тяжелым - нефти тяжелее 934 кг/м³.

Исходя из этого можно понять, что границы обозначений природных битумов и тяжелых нефтей довольно размыты, поэтому оценка запасов подобных углеводородов в различных источниках варьируется [2].

Высоковязкие нефти и природные битумы (ПБ) относятся к трудноизвлекаемым запасам углеводородов и отличаются от обычных нефтей повышенной вязкостью в естественных условиях и комплексным составом. Кроме углеводородов они, как правило, содержат такие ценные гетероорганические соединения, как нафтеновые кислоты, сульфокислоты, простые и сложные эфиры, редкие цветные металлы в кондиционных концентрациях. Стоимость этих компонентов в объеме товарной продукции, получаемой в результате переработке ПБ, иногда превосходит стоимость нефтепродуктов или сопоставима с ней. ВВН близки по составу к ПБ, поэтому

как технологические, так и экономические подходы к оценке эффективности их освоения имеют много общего, и рассмотрение их в единой связке вполне корректно [3].

Согласно ГОСТ 51858 – 2002 все нефти делаются на типы по плотности и по содержанию серы (таблица 2)

Таблица 2 – Типы нефти по плотности

	Норма для нефти типа				
	0 (особо легкая)	1 (легкая)	2 (средняя)	3 (тяжелая)	4 (битуминозная)
Плотность, кг/м ³ , при температуре:					
20 °C	Не более 830,0	830,1...850,0	850,1...870,0	870,1...895,0	Более 895,0
15 °C	Не более 833,7	833,8...853,6	853,7...873,5	873,6...898,4	Более 895,0

По содержанию серы нефти делятся на:

- малосернистые (содержание серы не более 0,5 %);
- сернистые (0,5...2,0 %);
- высокосернистые (более 2,0 %).

По содержанию твёрдых парафиновых углеводородов нефти классифицируются на:

- малопарафинистые (с содержанием парафина менее 1,5 %);
- парафинистые (от 1,51 до 6,0 %);
- высокопарафинистые (содержание парафинов более 6,0 %).

По содержанию асфальтосмолистых веществ (ACB) различают малосмолистые (содержание ACB до 10 %), смолистые (10...20 %) и высокосмолистые (до 40 %) нефти.

Подробная информация из базы данных о физико-химических, геохимических свойствах высоковязких нефтей России и пластовых условиях их залегания представлена в таблице 3, из которой видно, что высоковязкие

нефти России в среднем являются тяжелыми и сернистыми, высокосмолистыми и высокоасфальтеновыми, но малопарафинистыми [2].

Таблица 3 – Физико-химические свойства высоковязких нефтей России

Показатели нефти	Объем выборки	Среднее значение	Интервал изменений	Доверительный интервал
Плотность, г/см ³	770	0,91	0,80…1,00	0,002
Содержание серы, %	669	2,29	0,00…5,42	0,09
Содержание парафинов, %	615	3,58	0,00…21,80	0,19
Содержание смол, %	531	17,26	1,40…60,00	0,57
Содержание асфальтенов, %	564	4,56	0,00…23,40	0,24
Содержание вольфрама, м. %	40	0,03	0,00…0,12	0,01
Содержание никеля, м. %	31	0,01	0,00…0,05	0,003

ВВН помимо высокой вязкости имеет достаточно большое количество нежелательных компонентов (асфальтены, тяжелые металлы и сера). Очевидно, что переработка и транспорт подобных углеводородов требует особого подхода и больших затрат, в отличие от легкой.

Наиболее эффективным способом транспортировки углеводородов как внутри промысла, так и на дальние расстояния является трубопроводный транспорт. Однако перемещение тяжелой сырой нефти и битума является чрезвычайно сложной задачей из-за ее неспособности течь свободно, и без предварительного снижения вязкости тут не обойтись.

Это связано с большими затратами энергии, необходимой для преодоления падения давления в трубопроводе, вызванной высокой вязкостью нефти. Чтобы уменьшить падение давления в трубопроводе и стоимость транспортировки тяжелой нефти существуют разные способы улучшения ее реологических свойств.

Для предотвращения подобных проблем и улучшения перекачки тяжелой нефти и битума используют методы их предварительного нагрева наряду с нагревом трубопровода, смешения или разбавления легкими углеводородными

разбавителями, применяют различные присадки. Каждый из этих методов направлен на снижение вязкости, а также энергии, необходимой для повышения текучести нефти по трубопроводам [5].

3 Способы транспортировки высоковязких нефтей

Трубопроводный транспорт ВВН имеет проблемы:

- значительные потери энергии на трение;
- путевой подогрев;
- необходимость пуско-остановочных операций и т.п.

Для решения данных проблем существует несколько способов перекачки. Выбор метода транспортировки является сложной задачей, которая подразумевает учет множества параметров:

- характеристика нефти;
- климатические и геокриологические условий, в которых работают трубопроводы;
- протяжённость трубопровода;
- производительность трубопровода и т.д.

Из-за большого количества аспектов, которые необходимо учесть не существует универсальной технологии, которая смогла бы обеспечить рациональную транспортировку всех высоковязких и высокозастывающих нефтей. Поэтому в каждом отдельном случае происходит выбор способа перекачки, который должен быть технико-экономически обоснованным.

Рассмотрим основные методы борьбы с высокой вязкостью перекачиваемой нефти.

3.1 Транспортировка ВВН с разбавителями

Улучшения реологических свойств вязкой нефти (вязкости, температуры застывания, напряжения сдвига) можно добиться путем смешения их с разбавителями. В качестве разбавителей могут применяться конденсаты,

бензины, керосины, маловязкие нефти. Если на месторождении добываются нефти различных сортов – вязкие и маловязкие, то, смешивая их, можно добиться резкого снижения вязкости и температуры застывания.

Для некоторых вязкой нефти требуется добавлять очень большое количество разбавителя (до 70 %). Необходимое количество разбавителя для каждого сорта нефти определяется лабораторными исследованиями.

Разбавление нефти конденсатами, бензинами и керосинами практически не осуществляется, за исключением нефтепровода в Канаде (Ллойдминстер-Хардисти). Подача светлого разбавителя на месторождение, как правило, осуществляется по параллельному трубопроводу, сооружение и эксплуатация которого требует дополнительных затрат.

Эффективно для снижения вязкости и температуры застывания смеси использовать маловязкие нефти в качестве разбавителя. Смешение маловязких нефтей с высоковязкими может резко снизить вязкость и облегчить перекачку объекта.

На реологические свойства нефтяной смеси оказывает влияние температура смешиемых компонентов. Однородная смесь получается, если смешение производится при температуре на 3...5 градусов выше температуры застывания вязкого компонента. При неблагоприятных условиях смешения эффективность разбавителя в значительной степени уменьшается и может произойти даже расслоение смеси.

В общем случае тип разбавителя выбирается исходя из расчёта суммарных затрат на получение, доставку и смешение разбавителя, а также транспортировку смеси [6].

3.2 Гидротранспорт

Совместная перекачка вязкой нефти с водой является одним из эффективных способов транспорта. Существует несколько вариантов гидротранспорта.

Первый способ. В трубопровод одновременно закачивают воду и вязкий нефтепродукт таким образом, чтобы нефтепродукт двигался внутри водяного кольца. Чтобы не происходило всплытия нефти в водяном кольце, потоку придают вращение применением «спиральных» труб. Такие трубы на внутренней поверхности имеют винтовую нарезку заводского изготовления или приваренные металлические полосы (проволоку) необходимых размеров. Спиральная нарезка вызывает вращение движущегося потока, в результате чего возникают центробежные силы, отбрасывающие более тяжелую воду к стенкам трубы. Так как поток в основной своей части состоит из нефти, то резко возрастает расход жидкости при малых затратах энергии по сравнению с перекачкой одной холодной вязкой нефти. Таким способом могут перекачиваться нефти, имеющие плотность ниже, чем вода. Разделение воды и нефти на конечном пункте производится любым известным методом (химическим способом, термическим, отстоем и др.).

Широкого распространения этот способ не получил из-за сложности изготовления винтовых нарезок на внутренней поверхности трубы.

Второй способ заключается в образовании смеси нефти с водой. Когда образуется смесь типа нефть в воде (Н/В), частицы нефти окружены водяной пленкой и контакта нефти с внутренней поверхностью трубы не происходит. Образуется водяное кольцо, внутри которого скользит водонефтяная смесь. Это приводит к снижению потерь на трение при перекачке.

При резком уменьшении скорости перекачки и температуры эмульсия типа Н/В может перейти в обратную – типа «вода в нефти» (В/Н). Такая эмульсия имеет вязкость даже большую, чем исходная нефть. Устойчивость эмульсии типа Н/В зависит от многих факторов. В результате экспериментальных исследований было установлено, что минимальное количество воды должно быть около 30 % общего объема транспортируемой смеси.

Третий способ подразумевает, что между нефтью и водой образуется плоская граница раздела. Часть периметра трубы контактирует с менее вязкой

водой, производительность трубопровода увеличивается, перепад давления уменьшается. На самом деле совместное течение нефти и воды без искусственного вмешательства характеризуется несколькими структурными формами течения, переходящими одна в другую по мере изменения скорости. Такой способ гидроперекачки применяется только на коротких трубопроводах [5].

3.3 Транспортировка термообработанной нефти

Тепловая обработка (нагрев) с целью изменения реологических свойств нефти называется термообработкой. Она заключается в следующем. Нефть нагревают до некоторой температуры, а затем охлаждают с заданной скоростью. Температуру нагрева и скорость охлаждения подбирают лабораторным путем для каждого нефтепродукта. В результате этого резко снижаются вязкость и температура застывания термообработанной нефти. Если эти параметры сохраняются низкими значительное время (одни нефти восстанавливают свои свойства за 3 суток, другие - за 20 суток), то нефть можно перекачивать по трубопроводу как обычную маловязкую жидкость.

Реологические параметры нефти и степень их улучшения напрямую зависят от температуры нагрева нефти и условий охлаждения нефти.

Суть оптимальной температуры термообработки заключается в следующем. На поверхности кристаллов парафина адсорбированы асфальтосмолистые вещества. При увеличении температуры часть парафинов растворяется и освободившиеся асфальтосмолистые вещества адсорбируются на не растворившиеся парафины. Это приводит к образованию больших кристаллов парафинов, что в свою очередь значительно улучшает реологические свойства нефти. Но при перегреве нефти возможно нанесения необратимого разрушения на асфальтосмолистые вещества, что приведет к снижению эффекта данной технологии.

Так как для разной нефти присущее разное количество парафинов, то температуру для термообработки нужно определять экспериментально.

Однако применение данной технологии сдерживается очень высокими капитальными вложениями в пункты термообработки.

Во время введения присадок в нефть, нужно добиться их равномерное распределение по всему объему. Но данный способ может привести к удорожанию [7].

3.4 Транспортировка ВВН с присадками

У нас в стране и за рубежом для улучшения реологических свойств нефти перед их перекачкой по трубопроводам применяют добавление специальных нефтерастворимых присадок.

Их также называют модификаторами. Чаще всего используют депрессорные присадки. Модификации подвергаются кристаллы парафина. Это помогает снизить температуру застывания, вязкость и предел текучести, что облегчает транспортировку парафинистой нефти.

Депрессорные присадки – это вещества, способные изменить рост и поверхностные характеристики кристаллов, снижая тенденцию образования крупных кристаллов, а также их отложение на металлических поверхностях, например, на стенках трубопровода [8].

Это беззольные сополимеры этилена и присадки на основе сложных эфиров метакриловой кислоты. Предполагается, что молекулы присадок адсорбируются на поверхности кристаллов парафина, мешая их росту. Образуется суспензия парафина с большим количеством мелких кристаллов и высокой степенью дисперсности.

Основным достоинством этих присадок является то, что они на всем протяжении трубопровода не влияют на стабильность смеси.

Перед добавлением присадок нефть следует нагревать до полного расплавления парафина. В дальнейшем, при движении нефти с присадками по трубопроводу, она не нуждается в подогреве на промежуточных станциях.

Для удешевления технологического процесса нужно обрабатывать присадкой не всю нефть, а только кольцевой пристенный слой. Это позволяет

сэкономить расход присадки и расход нагреваемой при ее введении нефти в 10 раз [9].

3.5 Транспортировка ВВН с предварительным подогревом

Наиболее распространенный способ трубопроводного транспорта вязкой нефти – перекачка предварительно нагретой нефти – так называемая горячая перекачка.

Для промысловых трубопроводов существует несколько вариантов перекачки высокозастывающих нефтей с подогревом. Для коротких (чаще нефтебазовых) трубопроводов используют методы электроподогрева:

- путем пропуска электрического тока по телу трубы;
- применением электронагревательных элементов в виде специальных кабелей и лент.

Прямой электроподогрев трубы заключается в подсоединении источника переменного тока напряжением не выше 50 В к изолированному участку трубопровода. При прохождении по нему электрического тока согласно эффекту Джоуля выделяется тепло и происходит равномерный нагрев стенок трубопровода и находящегося в нем продукта. В качестве источника питания, как правило, применяются однофазные трансформаторы. С учетом требований техники безопасности и незначительного сопротивления труб напряжение источника питания составляет 12...36 В.

Максимальная длина трубопровода, обогреваемого от одного источника питания, равна 1200 м. При большей длине обогреваемый трубопровод разбивается на несколько самостоятельных участков и питание подводится к каждому из них в отдельности. В этом случае стоимость электрической системы подогрева значительно возрастает за счет большого числа пунктов питания и длины соединительных проводов. Использование данного метода на магистральных трубопроводах сдерживается и по техническим причинам: нагреваемый участок должен быть электрически изолирован от грунта, чтобы предотвратить большие утечки тока.

Более распространены электронагревательные элементы в виде кабелей и лент (рис. 1). В верхней части рисунка изображен кабель, в нижней показана лента. Кабели высокого сопротивления имеют термостойкую электроизоляцию и защиту от механических повреждений. Монтируются в основном с наружной поверхности трубы. Энергопотребление нагревательного кабеля составляет около 100 Вт на 1 м трубы. Прокладка нагреваемого кабеля внутри трубы более эффективна, чем снаружи, так как все тепло идет на разогрев нефти. Недостатком греющих кабелей является неравномерность нагрева трубы по периметру, что приводит к необходимости поддерживать на кабеле высокую температуру. Мощность, потребляемая греющим кабелем, достигает 4000 кВт, а обогреваемая длина 13,2 км [10].

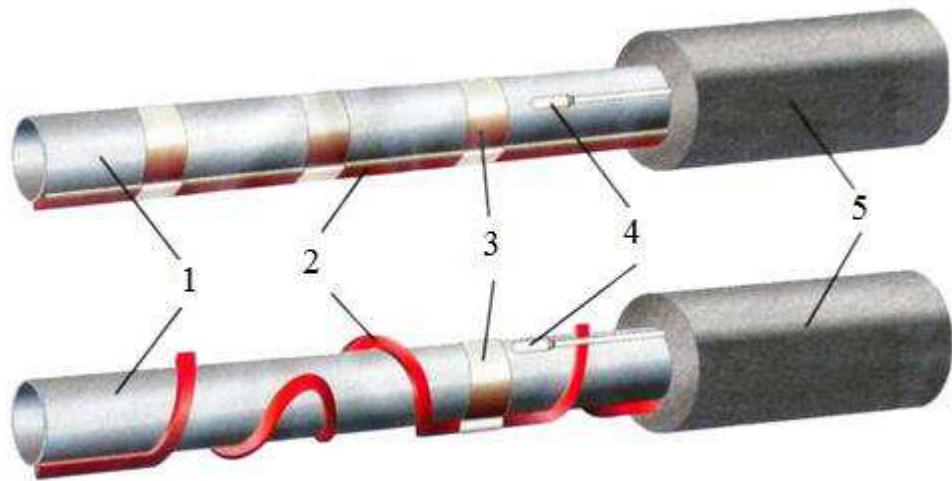


Рисунок 1 – Электронагреватели: 1 – труба; 2 – нагревательная секция; 3 – липкая лента; 4 – термодатчик; 5 – теплоизоляция

Большее распространение для подогрева труб получили электронагревательные ленты шириной 25...80 мм, с длиной активной части от 3 до 40 м и толщиной 1,5 мм. Лента наматывается на трубопровод и его фасонные части. Для сокращения теплопотерь трубопровод с гибкой лентой покрывается тепловой изоляцией.

Для межпромысловых и магистральных трубопроводов наибольшее распространение получил способ «горячей» перекачки.

При этом способе нефть нагревается на головном пункте трубопровода и насосами закачивается в магистраль. Через каждые 25...100 км по длине трассы устанавливаются промежуточные тепловые станции, где остывшая нефть вновь подогревается. Данный способ мы подробно рассмотрим далее.

4 Технология транспорта высоковязкой нефти методом предварительного подогрева

Технология транспорта высоковязкой нефти методом предварительного подогрева осуществляется по схеме, изображенной на рис. 2.

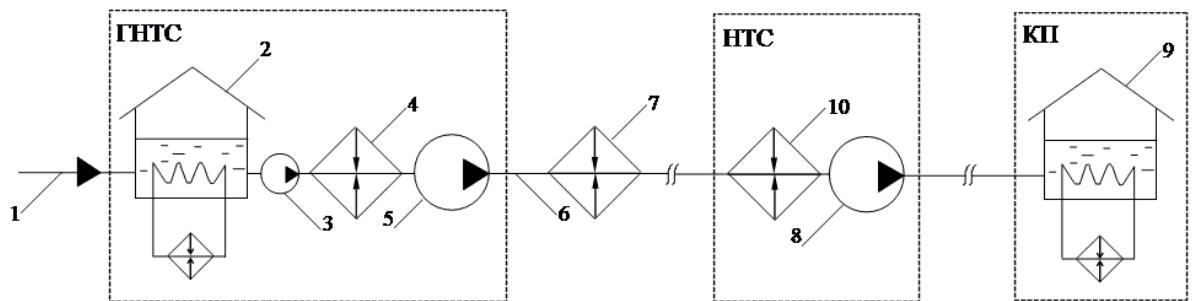


Рисунок 2 – Схема перекачки нефти «горячим» способом: 1 – подводящий трубопровод; 2,9 – резервуары; 3 – подводящий насос; 4, 7, 10 – дополнительные подогреватели (печи подогрева); 5, 8 – основные насосы; ГНТС – головная насосно-тепловая станция; НТС – насосно-тепловая станция; КП – конечный пункт

Нефть с промысла по трубопроводу 1 подается в резервуарный парк 2 головной перекачивающей станции. Резервуары оборудованы подогревательными устройствами, с помощью которых поддерживается температура нефти, позволяющая выкачивать ее подпорными насосами 3.

Они прокачивают нефть через дополнительные подогреватели и подают на прием магистральных насосов 5. Магистральными насосами нефть закачивается в магистральный трубопровод 6.

По мере движения в магистральном трубопроводе нефть за счет теплообмена с окружающей средой остывает. Поэтому по трассе трубопровода через каждые 25...100 км устанавливают пункты подогрева 7. Далее нефть попадает на промежуточную насосную станцию 8, где также установлены подогреватели и все повторяется снова. В конце концов, нефть закачивается в резервуары 9 конечного пункта, также оборудованные системой подогрева.

Традиционным способом прокладки трубопроводов является подземная прокладка.

При перекачке с подогревом на каждый месяц должен быть разработан оптимальный температурный режим на основе данных о фактических свойствах перекачиваемой нефти и температуры окружающей среды. В температурном режиме указывается температура нагрева нефти на каждой станции подогрева и температура нефти на приеме последующей станции подогрева.

Принципиально важным для режимов эксплуатации «горячего» нефтепровода является взаимодействие характеристики трубопровода и насосной станции, которое, прежде всего, выражается через уравнение баланса напоров. Уравнение баланса напоров постулирует: расход в нефтепроводе устанавливается таким, какую рабочую точку дает пересечение гидравлической характеристики станции с гидравлической характеристикой нефтепровода. В настоящее время, в том числе и на «горячих» нефтепроводах, на большинстве нефтеперекачивающих станций (НПС) установлены центробежные насосы, гидравлическая связь которых с нефтепроводом выражена весьма сильно. Таким образом, расход перекачки в нефтепроводе определяется гидравлическими характеристиками насосного оборудования и трубопровода, следовательно, зависит от теплового режима эксплуатации системы [11].

При изменении начальной температуры подогрева происходит изменение гидравлической характеристики нефтепровода (изменилась вязкость нефти, и как следствие, изменились потери на трение), рабочая точка

нефтепровода смещается в ту или иную сторону. Исходя из уравнения баланса напоров, изменяется и расход перекачки.

Одним из основных элементов технологической схемы «горячего» нефтепровода является пункт подогрева нефти. Основным назначением пункта подогрева нефти (ППН) на магистральных нефтепроводах является нагрев нефти, с целью снижения вязкости нефти и увеличения пропускной способности нефтепровода. В настоящее время ППН сооружаются на магистральных нефтепроводах согласно типовым проектам или специальным заданиям на проектирование.

На НПС без резервуарного парка печи подогрева могут размещаться как до основной насосной, так и после нее. Первый вариант используется в случае, если вязкость перекачиваемой нефти на входе в НПС слишком велика, что приводит к ухудшению параметров работы основных (магистральных) насосов. В этом случае подогрев на входе в НПС позволяет увеличить их напор, подачу и коэффициент полезного действия. Недостатком данного варианта является уменьшение подпора основной насосной.

Второй вариант более предпочтителен при высокой температуре нефти на входе в НПС, когда параметры работы насосов не ухудшаются. Поэтому чтобы не создавать дополнительного гидравлического сопротивления на стороне всасывания насосов, печи подогрева размещают после основной насосной.

На НПС с резервуарным парком печи подогрева размещают и до насосных, и после них. В данном случае печи подогрева, располагаемые на входе в НПС, служат для того, чтобы нагреть нефть, поступающую в резервуарный парк, до такой температуры, которая даже после остывания нефти в резервуарах обеспечит бескавитационную работу подпорных насосов. Печи, располагаемые после основной насосной, обеспечивают нагрев нефти до температуры [12].

При штатном технологическом процессе нефть из магистрального нефтепровода, после системы фильтрации и системы сглаживания волн давления НПС, по коллектору поступает на пункт подогрева нефти (ППН).

Линейная часть трубопровода, перекачивающего нагретую нефть, должна как можно дольше сохранять необходимую для перекачки температуру жидкости.

Для этого нужно правильно выбрать теплоизоляцию, которая выполняет следующие функции:

- предотвращает появление конденсата на поверхности труб;
- минимизирует теплопотери;
- снижает скорость коррозии, тем самым повышая износостойкость нефтепровода;
- защищает поверхность от образования высоких температур.

Универсального теплоизоляционного материала, который бы подходил для всех трубопроводов на сегодняшний день – нет. Для каждого отдельного проекта необходимо подбирать свой теплоизоляционный материал, который обеспечит необходимые задачи.

5 Оборудование для подогрева

Для нагрева нефтепродуктов используются различные теплоносители: водяной пар, горячая вода, горячие газы и продукты нефти, электричество. Чаще всего используется водяной пар, который имеет высокое содержание тепла и теплопередачу, легко транспортируется и не представляет опасности возгорания. Обычно используется насыщенный пар с давлением 0,3...0,4 МПа, обеспечивающий нагрев нефтепродукта до 80...90 °C.

Горячая вода используется тогда, когда есть ее доступ в большом объеме, поскольку содержание тепла в воде около 6 раз ниже по уровню, чем у насыщенного пара.

Газы применяются в ограниченном порядке, поскольку они характеризуются низким уровнем теплоемкости, низким процентом

теплопередачи, а также организовать их сбор затруднительно; они используются только для подогрева нефтепродуктов в танкерах и в трубчатых нагревателях.

Электрические источники нагрева относятся к самым эффективным теплоносителям, но прибегая к их использованию необходимо соблюдать требования пожаротушения. Обнаженная электрическая греека с горячим проводом может вызвать воспламенение масляных паров. В связи с этим электрическое отопление используется для нефтепродуктов с высокой температурой вспышки [13].

Подогрев нефти перед закачкой в трубопровод можно производить в резервуарах. Однако он производится только до температуры, обеспечивающей выкачку нефти с заданной производительностью. Дело в том, что нагрев нефти в резервуарах до начальной температуры перекачки нецелесообразен из-за больших потерь тепла в окружающую среду и увеличения потерь легких (наиболее ценных) фракций нефти. Нефть в резервуарах нагревается с помощью трубчатых теплообменников. В качестве теплоносителя используется водяной пар, иногда горячая вода или горячая нефть. Применяются стационарные (змеевиковые или секционные) подогреватели, располагающиеся над днищем резервуара с уклоном по ходу теплоносителя для удаления конденсата и обеспечивающие общий подогрев всей массы нефти в резервуаре.

Разогретая в резервуарах нефть забирается подпорными насосами и подается в дополнительные подогреватели (если позволяет величина подпора) или в основные насосы, которые прокачивают нефть через подогреватели в магистральный трубопровод.

Через подогреватели можно пропускать весь поток транспортируемой нефти или только часть ее. В первом случае вся нефть нагревается до заданной температуры перекачки, во втором – часть нефти нагревается до значительно более высокой температуры, а на входе в трубопровод смешивается с холодным потоком. Во втором случае существует опасность разгонки нефти.

Чтобы ее предотвратить в подогревателях надо поддерживать повышенное давление, что требует установки перед ними специальных насосов, а это не экономично.

На магистральных «горячих» трубопроводах применяются паровые и огневые подогреватели.

Среди паровых наибольшее распространение получили многоходовые теплообменники с плавающей головкой (рис. 3). Конструкция теплообменных аппаратов с плавающей головкой представляет собой горизонтальный или вертикальный цилиндрический корпус, внутри которого размещаются гладкие или диафрагмированные теплообменные трубы [14].

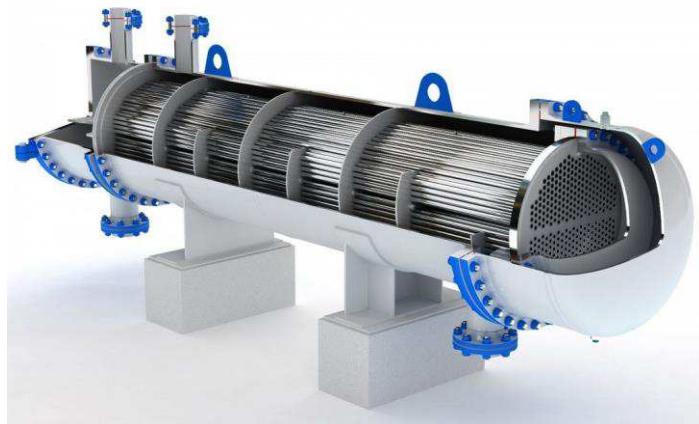


Рисунок 3 – Теплообменник с плавающей головкой

Такие теплообменники удобны в эксплуатации, компактны, доступны для осмотра и ремонта. Для улучшения теплообмена и удобства обслуживания нефть пропускают через трубы, а пар – через межтрубное пространство. Обнаружение нефти в конденсате указывает на выход подогревателя из строя. В этом случае его останавливают, прекратив поступление нефти. После слива ее остатков подогреватель продувают паром и отключают от паровой линии.

В последние годы на «горячих» магистральных трубопроводах начали применяться огневые подогреватели.

Особенно популярным огневым подогревателем является печь трубчатая блочная типа ПТБ-10Э (рис. 4). Она предназначена для нагрева нефти при ее промысловой подготовке и транспортировке.



Рисунок 4 – Печь трубчатая блочная

Печь трубчатая блочная ПТБ-10Э, состоит из следующих основных частей: теплообменная камера, основание печи, блок вентиляторного агрегата и газораспределительный пункт, дымовая труба, площадка обслуживания, свеча, шахтная лестница, камера сгорания (жаровая труба), смотровые окна, трубопроводы входа и выхода нефти.

Технологические блоки печи и система автоматизации печи на месте применения связываются между собой и с другими объектами подготовки нефти трубными коммуникациями, кабельными силовыми проводками, а также проводками контроля и автоматики.

Основными отличительными особенностями данной печи являются:

- режим «мягкого» нагрева продукта в трубах змеевиков;
- высокая теплонапряженность поверхности нагрева;
- интенсивная рециркуляция продуктов сгорания;
- отличное смешивание топливного газа с воздухом.

Особый тепловой режим поверхностей нагрева, обеспечивает «мягкий» нагрев продукта в трубах змеевиков и тем самым предотвращает коксообразование. Этот режим, при котором поверхности труб змеевиков получают равномерный нагрев, достигается путем создания достаточно равномерного поля по всему внутреннему объему теплообменной камеры за счет интенсивной рециркуляции продуктов сгорания топлива.

Применение для змеевиков оребренных труб, определенным образом расположенных в пространстве теплообменной камеры, обеспечивает высокую теплонапряженность поверхности нагрева.

Интенсивная рециркуляция продуктов сгорания в печи достигается созданием высокой скорости движения продуктов сгорания во внутреннем объеме теплообменной камеры, получаемой в результате сжигания топлива в специальных камерах сгорания и установки дефлекторов у конфузоров камер сгорания. Применение принудительной подачи воздуха в камеры сгорания обеспечивает отличное смешивание топливного газа с воздухом, стехиометрическое сгорание топливной смеси и рециркуляцию продуктов сгорания в объеме теплообменной камеры при небольшом избыточном давлении в ней [15].

6 Расчетная часть

Подбор оборудования на примере Ярегской нефти.

Плотность данной нефти при температуре 20 °C равна 942,2 кг/м³.

Динамическая вязкость при температуре 50 °C равна 244,1 мПа·с, а при температуре 20 °C равна 2567 мПа·с.

При движении по трубопроводу температура нефти должна варьироваться в пределах от 45 °C до 92 °C это необходимо для обеспечения условий процесса перекачки нефти.

Проектная производительность нефтепровода по нефти 1,750 млн.т/год – температура нефти в «голове» нефтепровода (ППСН Ярега) 92 °C [16].

6.1 Подбор насосно-силового оборудования

Согласно РД-75.180.00-КТН-198 – 09 расчётная часовая пропускная способность нефтепровода определяется по формуле:

$$Q_p = \frac{G \cdot 10^9 \cdot k}{N_p \cdot 24 \cdot \rho}, \quad (1)$$

где G – проектная пропускная способность;

k – коэффициент неравномерности перекачки;

N_p – расчетное число рабочих дней магистрального нефтепровода;

ρ – значение плотности.

Определим плотность при рабочей температуре, принятой за 92 °C.

Расчётная плотность при расчётной температуре ρ_T , кг/м³ определяется по формуле:

$$\rho_T = \rho_{293} + \xi \cdot (293 - T), \quad (2)$$

где ξ – температурная поправка, кг/(м³·К) .

Температурная поправка ξ , кг/(м³·К) определяется по формуле:

$$\xi = 1,825 - 0,000581 \cdot \rho_{293}. \quad (3)$$

$$\xi = 1,825 - 0,000581 \cdot 942,2 = 1,2776 \text{ кг/(м}^3\text{·К)}.$$

$$\rho_T = 942,2 + 1,2776 \cdot (293 - 365) = 850,21 \text{ кг/м}^3.$$

Значение коэффициента неравномерности перекачки k определяется в техническом задании на проектирование исходя из особенностей эксплуатации МН:

- для проектируемого МН, идущего параллельно с другими МН и

образующим систему $k = 1,05$;

- для проектируемого однониточного нефтепровода, по которому нефть подается к нефтеперерабатывающему заводу, а также для проектируемого однониточного нефтепровода, соединяющего существующие нефтепроводы $k = 1,07$;

- для проектируемого однониточного нефтепровода, подающего нефть от пункта добычи к системе нефтепроводов, $k = 1,10$;

- для действующего нефтепровода $k = 1,0$.

Для заданных условий расчета пропускная способность составит:

$$Q_p = \frac{1,75 \cdot 10^9 \cdot 1,1}{350 \cdot 24 \cdot 850,2} = 269,5 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

В соответствии с расчетной часовой производительностью по справочным характеристикам выбираем насосы магистральные НМ 250-475. Технические характеристики данного насоса представлены в таблице 6 [17].

Таблица 4 – Технические характеристики насоса НМ 250-475

Параметр	Значение
Подача, м ³ /ч	250
Напор, м	475
Допускаемый кавитационный запас, м	4
Частота вращения, об/мин	3000
Мощность насоса, кВт	420
КПД насоса, %	77
Тип насоса	НМ

Горизонтальный электронасосный агрегат с центробежным секционным многоступенчатым насосом предназначен для перекачивания нефти и нефтепродуктов с температурой от -5 до +80 °C, с содержанием мех. примесей не более 0,05 % по объему, размером частиц не более 0,2 мм.

Насосы типа НМ с подачей с подачей до 1250 м³/ч – нефтяные магистральные насосы многоступенчатые с рабочими колесами

одностороннего входа [18].

Схема подключения и количество насосов на НПС определяются из условия, что суммарное давление, создаваемое насосами, не должно превышать максимального допустимого значения давления $P_{\text{доп}}=6,4$ МПа для запорной арматуры и насосов.

Схема подключения насосов на НПС показана на рисунке 5, где НМ – магистральный насос, а НМ (Р) – резервный насос.

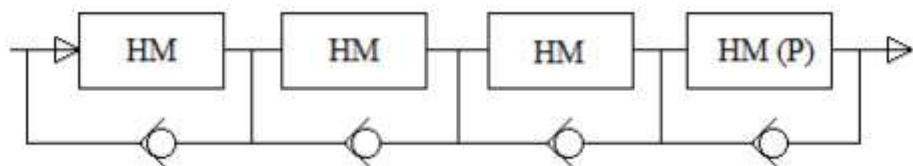


Рисунок 5 – Схема подключения насосов на НПС

По напорным характеристикам насосов вычисляется рабочее давление в мегапаскалях из условия:

$$P = \rho_P \cdot g \cdot (n_{HM} \cdot H_{HM}), \quad (4)$$

где ρ_P – расчетное значение плотности;

g – ускорение свободного падения;

n_{HM} – количество магистральных насосов;

H_{HM} – напор магистрального насоса;

Напорная характеристика центробежных насосов магистральных нефтепроводов (зависимость напора H от производительности Q) имеет вид полой падающей кривой:

$$H = a - b \cdot Q^2 \quad (5)$$

где a и b – эмпирические коэффициенты;

Q – пропускная способность.

Задаваясь наибольшими значениями диаметров рабочих колес, определим напоры, развиваемые насосами при расчетной производительности перекачки.

Принимаем вариант: магистральный насос НМ 250-475 с диаметром рабочего колеса 274,5 мм [17].

Напор,ываемый магистральным насосом при расчетной производительности МН составит:

$$H_{HM} = 464,5 - 1,57 \cdot 10^{-3} \cdot 269,5^2 = 350,47 \text{ м};$$

Рабочее давление на НПС составит:

$$P = 850,2 \cdot 9,81 \cdot (2 \cdot 350,47) \cdot 10^{-6} = 5,84 \text{ МПа}.$$

Условие выполняется.

В каталогах приводятся характеристики центробежных насосов, снятые на воде. При транспортировке маловязких нефтей и нефтепродуктов эти характеристики изменений не претерпевают. Однако с ростом вязкости перекачиваемой жидкости они ухудшаются. Формулы для расчета параметров работы насоса на нефти H_v , Q_v , η_v по известным параметрам работы на воде H_b , Q_b , η_b имеют вид:

$$H_v = k_H \cdot H_b, \quad (6)$$

$$Q_v = k_Q \cdot Q_b, \quad (7)$$

$$\eta_v = k_\eta \cdot \eta_b \quad (8)$$

где k_H , k_Q , k_η – коэффициенты пересчета соответственно напора, подачи и КПД насоса с воды на высоковязкую нефть (нефтепродукт).

В методике пересчета характеристик магистральных центробежных насосов с односторонним входом жидкости в рабочее колесо в качестве параметра, характеризующего её течение в колесе, используется число Рейнольдса в записи:

$$Re_{\text{H}} = \frac{n \cdot D_2^2}{v_{\text{H}}}, \quad (9)$$

где n – число оборотов ротора насоса (в час);
 v_{H} – предельное нижнее значение вязкости, ($\text{м}^2/\text{с}$).

$$Re_{\text{H}} = \frac{3000 \cdot 0,2745^2}{150 \cdot 10^{-6} \cdot 60} = 25117.$$

Пересчет характеристики с воды на вязкую нефть необходим в том случае, когда величина Re_{H} превышает величину Re_{H} , вычисляемую по формуле,

$$Re_{\text{H}} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot n_s^{-0,305}, \quad (10)$$

где n_s – коэффициент быстроходности насоса, $n_s = 97$ [17]

$$Re_{\text{H}} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot 97^{-0,305} = 78293.$$

Требуется перерасчет.

Границное число Рейнольдса и поправочный коэффициент равны:

$$Re_{\text{rp}} = 0,224 \cdot 10^5 \cdot n_s^{0,384} = 0,224 \cdot 10^5 \cdot 97^{0,384} = 129768, \quad (11)$$

$$\alpha_\eta = 1,33 \cdot n_s^{-0,326} = 1,33 \cdot 97^{-0,326} = 0,299 , \quad (12)$$

Так как $Re_h > Re_p$ ($25117 < 78293$), значения напора и подачи изменятся, $Re_h < Re_{egr}$ ($25117 < 129768$), изменится значение к.п.д.:

$$k_h = 1 - 0,128 \cdot \lg \frac{Re_n}{Re_h} = 1 - 0,128 \cdot \lg \frac{78293}{25117} = 0,938 , \quad (13)$$

$$k_Q = k_h^{1,5} = 0,938^{1,5} = 0,908 , \quad (14)$$

$$k_\eta = 1 - \alpha_\eta \cdot \lg \frac{Re_{ip}}{Re_h} = 1 - 0,299 \cdot \lg \frac{129768}{25117} = 0,786 . \quad (15)$$

тогда:

$$H_v = 350,47 \cdot 0,938 = 328,74 \text{ м},$$

$$Q_v = 269,5 \cdot 0,908 = 244,71 \text{ м}^3/\text{ч},$$

$$\eta_v = 77 \cdot 0,786 = 71,448 \approx 61\%.$$

Мощность, потребляемая насосами, определяется по формуле:

$$N_n = \frac{Q \cdot H \cdot \rho}{367 \cdot \eta} , \quad (16)$$

где N_n – мощность потребляемая насосами, кВт;

Q – пропускная способность проектная, $\text{м}^3/\text{ч}$;

H – расчетный напор насоса, м;

ρ – плотность перекачиваемой нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$;

η – коэффициент полезного действия насоса.

При перекачке нефти в работе НПС находятся два магистральных насоса. В этом случае, мощность, потребляемая насосами, будет равна:

$$N_{\text{п}} = \frac{2 \cdot 244,71 \cdot 328,74 \cdot 850,2}{367 \cdot 0,61} = 611 \text{ кВт.}$$

6.2 Подбор теплообменного оборудования

Массовый расход нефти $G = 244,71 \text{ м}^3/\text{ч} = 222750 \text{ кг}/\text{ч}$;

Плотность при $45^\circ C = 910,26 \text{ кг}/\text{м}^3$;

Начальная температура нефти = $45^\circ C$;

Конечная температура нефти = $92^\circ C$;

Давление технологического водяного пара = $16 \text{ кгс}/\text{см}^2$ [19];

Тип теплообменника – кожухотрубный.

Абсолютное давление пара равно:

$$P_{abc} = P_{atm} + P_{изб}, \quad (17)$$

где P_{atm} – атмосферное давление, $\text{кгс}/\text{см}^2$;

$P_{изб}$ – давление технологического пара, $\text{кгс}/\text{см}^2$

$$P_{abc} = 1 + 16 = 17 \text{ кгс}/\text{см}^2,$$

Этому давлению соответствует температура конденсации $204,3^\circ C$ [20].

Среднюю температуру нефти рассчитывают как:

$$t_{cp}^m = t_{конд} - \Delta t_{cp}, \quad (18)$$

где Δt_{δ} – большая разность температур;

Δt_m – меньшая разность температур;

Δt_{cp} – средняя разность температур.

$$\Delta t_\delta = t_{\text{конд}} - t_m^h, \quad (19)$$

$$\Delta t_m = t_{\text{конд}} - t_m^k, \quad (20)$$

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_\delta - \Delta t_m}{\ln \frac{\Delta t_\delta}{\Delta t_m}}. \quad (21)$$

где Δt_δ – большая разность температур;

Δt_m – меньшая разность температур;

Δt_{cp} – средняя разность температур.

$$\Delta t_\delta = 204,3 - 45 = 159,3 \text{ } ^\circ\text{C},$$

$$\Delta t_m = 204,3 - 92 = 112,3 \text{ } ^\circ\text{C},$$

$$\Delta t_{cp} = \frac{159,3 - 112,3}{\ln \left(\frac{159,3}{112,3} \right)} = 134,43 \text{ } ^\circ\text{C},$$

$$t_{cp}^m = 204,3 - 134,4 = 69,9 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Теплоёмкость нефти находят при ее средней температуре по формуле Мустафаева:

$$C_p = 3391 - 1,675 \cdot p_T, \quad (22)$$

$$\rho_T = 942,2 + 1,2776 \cdot (293 - 342,9) = 878,4 \text{ кг/м}^3,$$

$$C_p = 3391 - 1,675 \cdot 878,4 = 1920 \text{ Дж/кг К},$$

где p_n – плотность нефти при заданной температуре кг/м³

Количество передаваемого тепла рассчитывают как:

$$Q = G \cdot C_p \cdot (t_m^h - t_m^k), \quad (23)$$

$$Q = 222750 \cdot 1920 \cdot (92 - 45) = 20100960 \text{ кВт.}$$

Удельная теплота парообразования технологического пара при $P_{a\bar{o}c} = 17 \text{ кгс/см}^2$ равна $r = 1921 \text{ кДж/кг}$ [20].

Расход пара находится следующим образом:

$$G_{napa} = \frac{Q}{r}, \quad (24)$$

$$G_{napa} = \frac{20100960 \cdot 10^3}{1921 \cdot 10^3} = 10463,8 \text{ кг/с.}$$

Оценку площади поверхности теплообмена выполняют с использованием приближенного значения коэффициента теплопередачи по практическим данным. Для парового подогревателя примем $K = 2000 \text{ Вт/м}^2$ [21]. Ориентировочная площадь поверхности теплообмена рассчитывают как:

$$F = \frac{Q}{K \cdot \Delta t_{cp}}, \quad (25)$$

$$F = \frac{20100960000}{2000 \cdot 134,43} = 74764 \text{ м}^2.$$

Подходящие теплообменники выпускаются с площадью теплообмена до 1200 м² [19], нам необходимо 63 теплообменных аппарата, их установка слишком трудоемка и нецелесообразна, поэтому рассмотрим применение печи ПТБ.

Исходя из технических характеристик (табл. 5) наиболее подходящим вариантом является печь ПТБ-10Э.

Таблица 5 – Технические характеристики печи ПТБ-10Э

Номинальная мощность, МВт (Гкал/ч)	13,9 (12)
Нагреваемая среда	Нефть, нефтяная эмульсия с содержанием сероводорода в попутном газе, % мас., не более 0,1
Номинальная производительность по продукту, т/ч	500
Температура продукта на входе/выходе, °С	Не менее +5 / не более +95
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	6,3 (63)
Топливо	Природный или попутный нефтяной газ, осушенный и очищенный, с содержанием сероводорода не более 0,002 % мас.
Расход топлива, Нм ³ /ч	1600
КПД, %	85
Масса, т	46,7

7 Безопасность и экологичность

Все предприятия нефтяной и газовой промышленности относятся к опасным производственным объектам. При их эксплуатации всегда существует возможность возникновения серьезных чрезвычайных происшествий, аварий, технических инцидентов, а также несчастных случаев.

Организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, обязана в полном объеме выполнять требования промышленной безопасности.

Также немаловажным фактором является экологичность производства, т.к. состояние окружающей среды является одной из основных составляющих благосостояния всего человечества.

Очень важно при выполнении любой деятельности следовать нормам безопасности и экологичности.

7.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Неблагоприятные производственные факторы по результирующему воздействию на организм работающего человека подразделяют на:

- физические;
- химические;
- психофизиологические;
- биологические.

При эксплуатации пункта подогрева основным работником является оператор печей подогрева нефти, на его примере рассмотрим опасные и вредные производственные факторы в соответствии ГОСТ 12.0.003 [22], которые представлены в таблице 6.

Класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профессиональных заболеваний и расходов на обязательное социальное страхование по основному виду экономической деятельности «Транспортирование по трубопроводам нефти» – I.

Таблица 6 – Опасные и вредные производственные факторы влияющие на оператора печей подогрева нефти

По природе возникновения	Опасные и вредные производственные факторы
Физические	<ul style="list-style-type: none">- падение с высоты- ожоги, связанные с чрезмерно высокой температурой поверхностей- повышенный уровень шума
Химические	<ul style="list-style-type: none">- контакт с токсичными веществами
Психофизиологические	<ul style="list-style-type: none">- физические перегрузки

Страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, составляют 0,2 % к начисленной оплате труда [23].

При производстве работ возможны следующие аварийные ситуации:

- возгорания;
- взрывы;
- разливы нефти.

7.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Все расчеты проводятся на примере Ярегской нефти, которая добывается в республике Коми, месторождение расположено в климатическом регионе Iб, средняя температура воздуха зимних месяцев – 41 °C, летних +15 °C средняя скорость ветра 1,3 м/с [23].

Климат преимущественно умеренно-континентальный, отличаются продолжительной холодной зимой (8...9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха.

Среднегодовое количество осадков 450 мм.

Пункт подогрева нефти находится на открытой площадке, все работы ведутся в светлое время суток, запрещается производить работы при температуре -30 °C и ниже.

Работы относятся к IV классу опасности по данным о токсической опасности [24].

7.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

На площадке обслуживания пункта подогрева, персонал находится по мере производственной необходимости. Все плановые работы проводятся только в дневное время.

Для обслуживания оборудования на высоте 750 мм и более установлена лестница с перилами и площадка. Площадка для обслуживания оборудования установлена с перилами высотой 1250 мм с продольными планками, расположенными на 400 мм друг от друга, и прилегающий к настилу борт,

высотой 150 мм. Настилы площадки и ступени лестницы выполнены из просечно-вытяжной или полосовой стали, поставленной на ребро.

При работах с перегретыми поверхностями используется спецодежда согласно [23].

При работах в зонах повышенного шума от работы оборудования для подогрева нефти превышает норму предельно допустимых значений 50 децибел [25], при работе используются противошумные наушники РОСОМЗ СОМЗ-3 ПУМА 60300.

Работы проводятся при естественном освещении в светлое время суток, при проведении работ в темное время суток, освещённость составляет 35 люкс, что является допустимым [26]. Достигается данная освещенность с помощью ламп «GREY Rx7s IP65».

Перед выполнением работ используется портативный газоанализатор «Сигнал 4 ПРОМПРИБОР-Р», при превышении норм предельно допустимой концентрации (0,8 ПДК) производить работы запрещается [25].

Для снятия стресса, эмоциональных и физических перегрузок предусмотрены зоны досуга и отдыха, в которых персонал может заниматься спортом и отдыхом.

7.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Электрооборудование и средства КИПиА имеют взрывозащищенное исполнение, а провода и кабели установлены с медными жилами [27].

Согласно ПУЭ [16, глава 1.7] для защиты людей от поражения электрическим применяется заземление.

Все инструменты, а также рабочие поверхности содержатся в чистоте и порядке.

Все средства системы противопожарной защиты (АУПС и СОУЭ) подключены к общей системе пожарной сигнализации ПСП, с выводом сигналов на пульт операторной [28].

7.4.1 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Сооружения напрямую связанные с технологией транспорта и подготовки нефти относятся к категории А, так как в них содержатся легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 °C, 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.

Территория объекта имеет освещение в любое время, содержится в чистоте и оборудована пожарными постами и указателями. Территория объекта имеет звуковую систему оповещения на случай аварии и пожара.

Все въезды на территорию объекта, дороги и проезды по территории содержатся в исправном состоянии.

Отогревание замерзших трубопроводов отопления, водопроводных и канализационных труб, а также замерзшей арматуры (задвижек, клапанов) производится только горячей водой, водяным паром и другими пожаробезопасными средствами.

Пункт подогрева нефти обеспечен первичными средствами пожаротушения (пожарные щиты, ящики с песком, лопаты) [28].

Для своевременного обнаружения пожара и оповещения о нем обслуживающего персонала здания оснащены системой противопожарной защиты: автоматической системой пожарной сигнализацией (АУПС) и системой оповещения и управления эвакуацией о пожаре (СОУЭ), согласно требованиям нормативно-технической документации по пожарной безопасности (СП 5.13130.2009, СП 3.13130.2009). На путях эвакуации у ближайших выходов из зданий установлены ручные пожарные извещатели.

7.5 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Возможные виды аварийного состояния производства и способы их ликвидации представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Виды аварийного состояния производства

№п/п	Возможные срывы режима работы	Причины возможных срывов режима работы	Устранение неполадок и мероприятия по выводу установки на нормальный режим
1	Понижение давления в трубопроводе	Разгерметизация по причинам: - Коррозионный износ. - Ослабление фланцевых соединений. - Дефекты материала оборудования/	1. Оперативно произвести локализацию разлива; 2. Остановить утечку; 3. Произвести ликвидацию последствий разлива; 3. Провести ремонтные работы.
2	Повышение давления в трубопроводе	Отсутствие проходимости продукта через подводящий трубопровод.	1. Выяснить причину отсутствия проходимости продукта. 2. Выполнить мероприятия по восстановлению проходимости продукта: - поднять температуру нефти на; - произвести запуск очистного устройства.

Происходит непрерывный контроль за рабочими параметрами установки, в случае отклонения одного или нескольких параметров незамедлительно проводятся диагностические мероприятия.

7.5.1 Экологичность проекта

В процессе подготовки нефти происходят процессы, которые могут загрязнять окружающую среду, но это происходит только в случае, если не предусмотрены различные очистные сооружения.

Так для того, чтобы пары нефти не загрязняли атмосферный воздух используются герметичные емкости с системой улавливания и рекуперации легких углеводородов, которые позволяют не только остановить загрязнение атмосферы, но и сохранить качество нефти.

Нефтяные примеси заносятся в почву вместе со стоками, а уже из неё распространяются по природным и искусственным водоемам. Локальные очистные сооружения дают возможность обезвреживать стоки сразу после операций технологического процесса.

При разливе нефти, может произойти ее попадание в почву, что очень негативно сказывается на экологии всего района, в таких случаях после ликвидации разлива проводится рекультивация земли.

Пробы атмосферного воздуха отбираются в зимний и летний периоды. Мониторинг подземных вод проводится раз в четыре месяца.

8 Экономическое обоснование проекта

В экономической части работы будут представлены следующие расчеты:

- 1) расчет капитальных вложений для осуществления предварительного подогрева высоковязкой нефти при ее трубопроводном транспорте;
- 2) расчет годовых текущих затрат на обслуживание и эксплуатацию оборудования пункта подогрева.

Энергоносителем для печи ПТБ является очищенный и осушенный попутный газ, который отделяется от при добыче нефти на месторождении, в течении года эксплуатации нет необходимости в замене материалов или завозе топлива, так как оно уже присутствует на месторождении.

8.1 Расчет объема капитальных вложений

Капитальные вложения для установки пункта подогрева нефти включают в себя следующие затраты:

- затраты на установку и приобретение печи ПТБ-10Э;
- затраты на оборудование очистки и осушения попутного газа, для его использования в качестве топлива печи ПТБ-10Э.

Печь ПТБ-10Э представляет собой самостоятельный агрегат, не требующий установки дополнительного оборудования.

Объем капитальных вложений для установки и приобретения печи ПТБ-10Э приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Капитальные вложения на установку ПТБ-10Э

Наименование	Еденица измерения	Кол-во	Стоимость единицы оборудования без НДС, руб.	Всего, руб.
Печь ПТБ-10Э	шт	2	21853575	43707150

Ссылка на цену: <https://www.b2b-center.ru/market/pech-trubnaia-ptb-10e/tender-611647/>

Трубчатая печь ПТБ-10 поставляется и транспортируется к месту ее монтажа в разобранном виде. Технологические блоки печи и система автоматизации печи на месте применения связываются между собой и с другими объектами подготовки нефти трубными коммуникациями, кабельными силовыми проводками, а также проводами контроля и автоматики.

Данные для расчета затрат, связанных с выполнением работ по установке печи ПТБ-10Э в населенном пункте Ярега представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Расчет затрат работ по монтажу печи ПТБ-10Э

Категория рабочих	Кол-во рабочих	Стоимость 1 чел/час, руб	Кол-во часов работы	C _н +P _к , %	Заработка плата руб.
Электросварщик 4 разряда	3	62,5	42	80 %	14175
Электрик 4 разряда	2	78,5	42	80 %	11870
Слесарь 4 разряда	2	71	42	80 %	10736
Наладчик контрольно-измерительных приборов и автоматики	2	148	42	80 %	22378
Итого:					59159

Источники тарифных ставок:

Электросварщик – <http://www.stroitelstvo-new.ru/svarka/bezopasnost/oplata-truda.shtml#:~:text.html>

Электрик – <http://skolko-poluchает.ru/skolko-poluchayut/skolko-zarabatyaet-elektronik.html>

Слесарь – <https://russia.trud.com/salary/692/82634.html>

Наладчик контрольно-измерительных приборов и автоматики –
https://naberezhnye.hh.ru/vacancy/34566005?utm_source=russia.trud.com&utm_medium=meta&utm_campaign=RU_paid_cpc_applicant_feed_magic%28count%29

Расчет тарифной ставки:

$$TC = \frac{[ЗП - ЗП \cdot (C_h + P_k)]}{Ч}, \quad (26)$$

где ЗП – заработка плата сотрудника, руб;

Ч – часы работы в месяц, ч.

Тарифная ставка электрика 4 разряда:

$$TC_4 = \frac{[66000 - 66000 \cdot 0,8]}{168} = 78,5 \text{ руб},$$

Тарифная ставка слесаря 4 разряда:

$$TC_4 = \frac{[59515 - 59515 \cdot 0,8]}{168} = 71 \text{ руб},$$

Тарифная ставка наладчика контрольно-измерительных приборов и автоматики:

$$TC_4 = \frac{25000}{168} = 148 \text{ руб}.$$

Затраты, связанные с выполнением работ по установке ПТБ-10Э определяются по формуле:

$$ЗП_{осн} = C_{чел/час} \times Ч \times (1 + C_{н} + P_{к}), \quad (27)$$

где: $ЗП_{осн}$ – основная заработная плата сотрудника, руб.;

$C_{чел/час}$ – стоимость 1 человека часа сотрудника, руб.;

$Ч$ – количество часов работы сотрудника;

$C_{н}$ – северная надбавка, %;

$P_{к}$ – районный коэффициент, %.

Рассчитаем заработную плату электросварщика 4 разряда:

$$ЗП_{ЭС} = 62,5 \times 42 \times (1 + 0,8) = 4725 \text{ руб.}$$

Рассчитаем заработную плату электрика 4 разряда:

$$ЗП_{Э} = 78,5 \times 42 \times (1 + 0,8) = 5935 \text{ руб.}$$

Рассчитаем заработную плату слесаря 4 разряда:

$$ЗП_{С} = 71 \times 42 \times (1 + 0,8) = 5368 \text{ руб.}$$

Рассчитаем заработную плату наладчика контрольно-измерительных приборов и автоматики:

$$ЗП_{Н} = 148 \times 42 \times (1 + 0,8) = 11189 \text{ руб.}$$

Суммарные затраты на оплату труда составят:

$$ЗП_{СЭ} = 4725 \times 3 = 14175 \text{ руб.},$$

$$ЗП_{Э} = 5935 \times 2 = 11870 \text{ руб.},$$

$$3\Pi_C = 5368 \times 2 = 10736 \text{ руб},$$

$$3\Pi_H = 11189 \times 2 = 22378 \text{ руб},$$

$$3\Pi_{общ.} = 14175 + 11870 + 10736 + 22378 = 59159 \text{ руб}.$$

В состав затрат включаются страховые взносы, которые составляют 30% от начисленной заработной платы. Страховые взносы определяются по формуле:

$$C_3 = 3_{пл} \times 30\%, \quad (28)$$

$$C_{33} = 14175 \times 30\% = 4253 \text{ руб},$$

$$C_3 = 11870 \times 30\% = 3561 \text{ руб},$$

$$C_c = 10736 \times 30\% = 3221 \text{ руб},$$

$$C_H = 22378 \times 30\% = 6713 \text{ руб},$$

$$\Sigma = 4253 + 3561 + 3221 + 6713 = 17748 \text{ руб}.$$

Итого капитальные затраты на установку и приобретение печи ПТБ-10Э определяются:

$$C_{к1} = 43707150 + 59159 + 17748 = 43784057 \text{ руб}$$

В таблице 10 представлены капитальные затраты на очистку и осушение газа.

Таблица 10 – Капитальные вложения на оборудование очистки и осушки попутного газа

Наименование	Еденица измерения	Кол-во	Стоимость единицы оборудования без НДС, руб.	Всего, руб.
Газовый сепаратор ГДА-50/1-2,5-Х	шт	2	160000	220000
Подводящие трубы	м	350	1889	661150
Итого:				881150

Источники цен: Сепаратор <https://penzahim.ru/separatory/gazoseparatory/>
 Труба <https://metalo-baza.ru/truba-stalnaya/truba-besshovnaya/bshhd-50-mm/>
 Данные для расчета затрат, связанных с выполнением работ по установке газового сепаратора представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Расчет затрат работ по монтажу газового сепаратора ГДА-50/1-2,5-Х

Категория рабочих	Кол-во рабочих	Стоимость 1 чел/час, руб	Кол-во часов работы	C _h +P _k , %	Заработка плата, руб.
Электросварщик 4 разряда	2	62,5	26	80%	5850
Слесарь 4 разряда	2	71	26	80%	6646
Итого:					12496

Рассчитаем заработную плату электросварщика 4 разряда:

$$ЗП_{ЭС} = 62,5 \times 26 \times (1+0,8) = 2925 \text{ руб.}$$

Рассчитаем заработную плату слесаря 4 разряда:

$$ЗП_С = 71 \times 26 \times (1 + 0,8) = 3323 \text{ руб.}$$

Суммарные затраты на оплату труда составят:

$$ЗП_{СЭ} = 2925 \times 2 = 5850 \text{ руб.}$$

$$ЗП_С = 3323 \times 2 = 6646 \text{ руб.}$$

$$ЗП_{общ.} = 5850 + 6646 = 12496 \text{ руб.}$$

В состав затрат включаются страховые взносы, которые составляют 30% от начисленной заработной платы.

$$C_{СЭ} = 5850 \times 30\% = 1755 \text{ руб.}$$

$$C_С = 6646 \times 30\% = 1994 \text{ руб.}$$

$$\Sigma = 1755 + 1994 = 3749 \text{ руб.}$$

Итого капитальные затраты на оборудование очистки и осушения попутного газа определяются:

$$C_{к2} = 881150 + 12496 + 3749 = 897395 \text{ руб.}$$

Единовременные затраты:

$$ЕЗ = 43784057 + 897395 = 44681452 \text{ руб.}$$

Единовременные расходы в процентах представлены на диаграмме (рисунок 6).

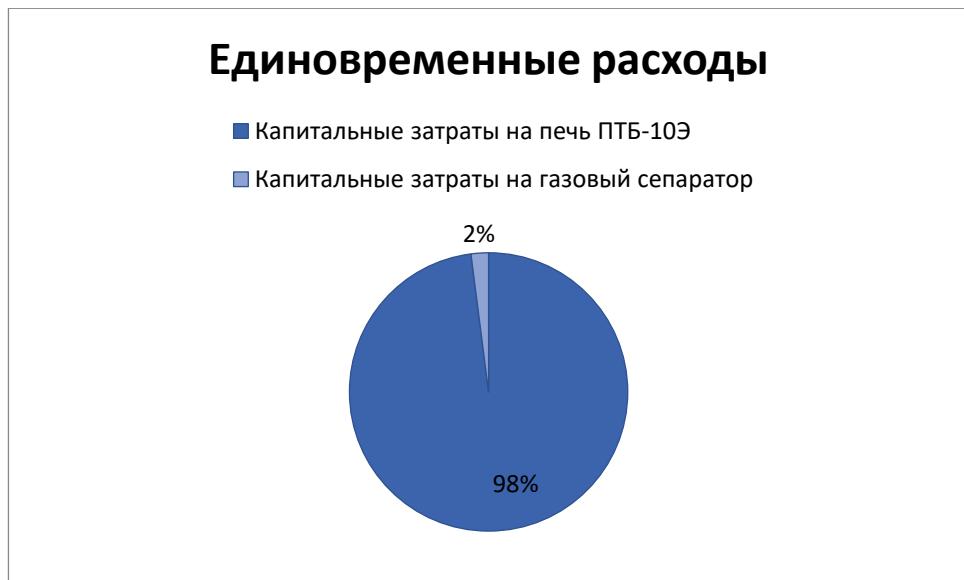


Рисунок 6 – Единовременные расходы

8.2 Расчет годовых текущих затрат

В годовые текущие затраты включаются:

- Заработная плата;
- Затраты на страховые выплаты;
- Амортизационные отчисления:

8.2.1 Расчет заработной платы

Данные для расчета фонда заработной платы приведены в таблице 12.

В год необходимо 10 человек для того, чтобы обеспечить всем межвахту и отпуск.

Источник заработной платы:

Инженер-технолог	печей	подогрева	нефти	–
------------------	-------	-----------	-------	---

<https://russia.trud.com/salary/692/3632.html>

Оператор	печей	подогрева	нефти	–
----------	-------	-----------	-------	---

<https://russia.trud.com/salary/692/79742.html>

Таблица 12 – Расчет фонда заработной платы эксплуатационного персонала в год

Категория	Кол-во	Стоимость 1 чел./ч., руб.	Кол-во часов работы	$C_h + P_k, \%$	з/п, руб.
Инженер-технолог печей подогрева нефти	2	156	1860	80%	1044576
Оператор печей подогрева нефти	3	143	1860	80%	1436292
Итого:					2480868

Тарифная ставка инженера-технолога печей подогрева нефти:

$$TC_{IT} = \frac{[87917 - 87917 \cdot 0,7]}{168} = 156 \text{ руб},$$

$$TC_o = \frac{[80000 - 80000 \cdot 0,7]}{168} = 143 \text{ руб}.$$

Для эксплуатации газового сепаратора ГДА-50/1-2,5-Х нет необходимости в дополнительном персонале.

Рассчитаем заработную плату инженера-технолога печей подогрева нефти :

$$ЗП_{IT} = 156 \times 1860 \times (1+0,8) = 522288 \text{ руб.}$$

Рассчитаем заработную плату оператора печей подогрева нефти:

$$ЗП_o = 143 \times 1860 \times (1+0,8) = 478764 \text{ руб.}$$

Суммарные затраты на оплату труда составят:

$$ЗП_{IT} = 522288 \times 2 = 1044576 \text{ руб},$$

$$3\Pi_o = 478764 \times 3 = 1436292 \text{ руб},$$

$$3\Pi_{обу.} = 1044576 + 1436292 = 2480868 \text{ руб.}$$

8.2.2 Расчет затрат на страховые выплаты

$$C_{ит} = 1044576 \times 30\% = 313373 \text{ руб},$$

$$C_o = 1436292 \times 30\% = 430888 \text{ руб},$$

$$\Sigma = 313373 + 430888 = 744261 \text{ руб.}$$

8.2.3 Расчет амортизационных отчислений

Срок службы печи ПТБ-10Э составляет 25 лет.

Норма амортизации определяется по формуле:

$$H_a^e = \frac{100}{C_{р.сл.}} (\%), \quad (29)$$

$$H_a^e = \frac{100}{25} = 4\%$$

Годовые амортизационные отчисления по печи ПТБ-10Э определяются по формуле:

$$\Sigma_{аморт}^1 = \frac{C \cdot H_a^e}{100}, \quad (30)$$

где: С – стоимость оборудования.

$$\sum_{\text{амот}}^1 = \frac{43707150 \times 4}{100} = 1748286 \text{ руб/год.}$$

Срок службы газового сепаратора составляет 20 лет.

Норма амортизации:

$$H_a = \frac{100}{20} = 5\%$$

Годовые амортизационные отчисления по печи ПТБ-10Э определяются:

$$\sum_{\text{амот}}^1 = \frac{220000 \times 5}{100} = 11000 \text{ руб/год}$$

Расчет амортизационных отчислений за один год приведен в таблице 13.

Примем расчетный срок эксплуатации равный одному году.

Таблица 13 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование	Стоимость за единицу без НДС, руб.	Количество	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации	Сумма амортизационных отчислений, руб.
Печь ПТБ-10Э	21853575	2	25	4	1748286
Газовый сепаратор ГДА-50/1-2,5-X	160000	2	20	5	11000
Итого:					1759286

Общая сумма текущих годовых затрат:

$$C = 1759286 + 2480868 + 744261 = 4984415 \text{ руб.}$$

Текущие годовые затраты на обслуживание и эксплуатацию оборудования пункта подогрева представлены на рисунке 7 в процентном соотношении.

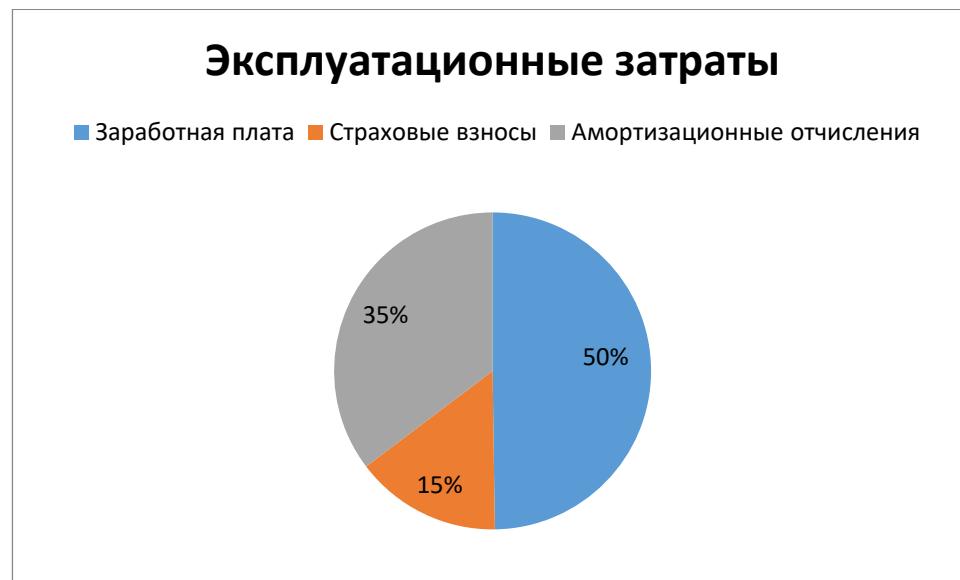


Рисунок 7 – Эксплуатационные затраты

Соотношение единовременных расходов и эксплуатационных затрат представлено на рисунке 8.

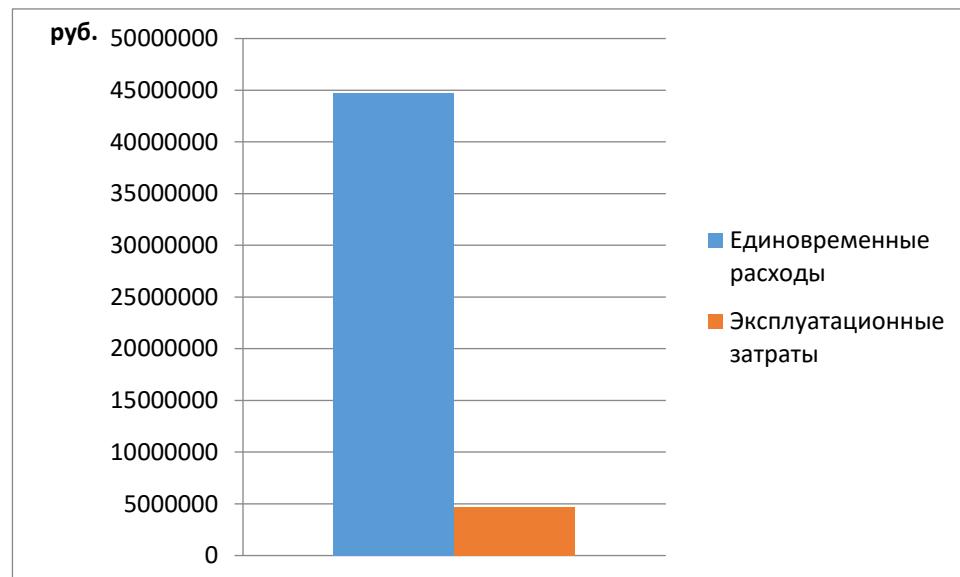


Рисунок 8 – Соотношение единовременных расходов и эксплуатационных затрат

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данной работы были определены особенности ВВН, рассмотрены существующие способы трубопроводного транспорта ВВН, изучена технология транспорта высоковязкой нефти методом предварительного подогрева и подобрано оборудование тепловой НПС.

Время неизбежно приведет к необходимости широкого использования высоковязкой нефти. Большие запасы ВВН (около 1 трл.т) после извлечения необходимо будет транспортировать и это является актуальной проблемой, так как очень важно выбрать наиболее эффективный способ для снижения себестоимости нефти.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВВН – высоковязкая нефть;
НПС – нефтеперекачивающая станция;
ППН – пункт подогрева нефти;
ПТБ – печь трубчатая блочная

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Щепалов, А.А. Тяжелые нефти, газовые гидраты и другие перспективные источники углеводородного сырья / А.А. Щепалов – Нижний Новгород: Нижегородский госуниверситет, 2012 – 93 с.
- 2 Полищук, Ю.М., Ященко, И.Г. Высоковязкие нефти : Анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств / Ю.М. Полищук, И.Г. Ященко – Томск: Институт химии нефти СО РАН, 2005 – 17 с.
- 3 Бикмухаметова, Г.К. Природные битумы. Перспективы использования / Г.К. Бикмухаметова, А.И. Абдуллин, Е.А. Емельянычева – Казань: Вестник технологического университета № 18, 2016 – 6 с.
- 4 Газимов, Р.Э., Солодова, Н.Л., Вагапов, Б.Р. Трубопроводный транспорт тяжелой нефти и битумов [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/truboprovodnyy-transport-tyazheloy-nefti-i-bitumov/viewer>
- 5 Тугунов, П.И. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов. — М. : Недра, 1973. — 89 с.
- 6 Алиев, Р.А. Трубопроводный транспорт высокозастывающих нефтей с жидкими углеводородными растворителями / Р.А. Алиев, Э.М. Блейхер – М.: ВНИИОЭНГ, 1970. – 88 с.
- 7 Трубопроводный транспорт нефтепродуктов [Электронный ресурс] : оценка приемуществ и недостатков трубопроводного транспорта // Oil портал о нефти. – Режим доступа: <https://asuneft.ru/prochee/truboprovodnyj-transport-nefteproduktov-plyusy-vidy-truby.html>
- 8 Абрамзон, Л.С. Трубопроводный транспорт высоковязких и высокозастывающих нефтей / Л.С. Абрамзон, В.Е. Губин, В.Н. Дегтярев // В кн.: ТНТО Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1968. – 92 с.

9 Поконова, Ю.В. Нефть и нефтепродукты / Ю. В. Поконова. — СПб.: Профессионал : Мир и семья, 2003. — 904 с.

10 Бахтизин, Р.Н. Транспорт и хранение высоковязких нефей и нефтепродуктов. Применение электроподогрева / Р.Н. Бахтизин, А.К. Галлямов, Б.Н. Мастобаев и др. - М.: Химия, 2004. – 195 с.

11 Абрамзон, Л.С. Методика расчета «горячих» трубопроводов при установившемся режиме перекачки высокозастывающих нефей и нефтепродуктов / Л.С. Абрамзон, В.А. Белозеров – М.: ВНИИОЭГ, 1970. – 56 с.

12 РД 3688-00220302-003 – 2004 Трубчатые нагревательные печи. Требования к проектированию, изготовлению и эксплуатации (утвержден генеральным директором ОАО «ВНИИНЕФТЕМАШ» письмом № 11-11/379 от 23.04.2004 г.).

13 Оборудование для подогрева нефти и нефтепродуктов [Электронный ресурс]: теплоносители для нагрева нефти // TEN 24 – Режим доступа: <https://ten24.com.ua/blog/oborudovanie-dlya-podogreva-nefti-i-nefteproduktov-v-rezervuarakh/>

14 Банных, О.П. Основные конструкции и тепловой расчет теплообменников / О.П. Банных – Санкт Петербург: Национальный исследовательский университет, 2012 – 44 с.

15 Печь трубчатая блочная [Электронный ресурс]: принцип работы печи ПТБ // Salus – Режим доступа: <https://salus-ural.ru/oborudovanie/nagrevatelnoe/pech-trubchataya-blochnaya-ptb-10a/>

16 Технологический регламент по эксплуатации межпромыслового трубопровода ППСН «Ярега» – ПСП «Ухта» 2015г.

17 Петров, О.Н. Сооружение и эксплуатация насосных и компрессорных станций / О.Н. Петров, А.Н. Сокольников, Д.В. Агровиченко, В.И. Верещагин – Красноярск: СФУ, 2018 – 243 с.

18 Характеристика насоса [Электронный ресурс]: описание насосного агрегата // Nasos.info – Режим доступа: <http://nasos.info/catalog.php?mode=view&id=5327>

19 Теплообменник с плавающей головкой [Электронный ресурс]: технические параметры теплообменного аппарата // Спецнефтемаш – Режим доступа: <https://snmash.ru/production/teploobmennoe-oborudovanie/teploobmennik-s-plavayushchej-golovkoj.html>

20 Свойства насыщенного водяного пара [Электронный ресурс]: таблица свойств водяного пара при различном давлении // Инженерный справочник – Режим доступа:

<https://dpva.ru/Guide/GuideMedias/GuideSteam/Steam0to200/>

21 Шишкин, Б.В. Теплотехнический расчет и оформление заказа на теплообменный аппарат / Б.В. Шишкин – Комсомольск-на-Амуре: Государственный технический университет, 2014 – 55 с.

22 ГОСТ 12.2.003 – 91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. – Введ 01.01.1992 Государственным комитетом СССР по управлению качеством продукции и стандартам, Советом Всеобщей Конфедерации Профессиональных Союзов СССР.

23 Мусияченко, Е.В. Безопасность жизнедеятельности / Е.В. Мусияченко, А.Н. Минкин – Красноярск: СФУ, 2016 – 47 с.

24 СП 2.1.7.1386 – 03 Определение класса опасности токсичных отходов производства и потребления. – Введ. 16.06.03. – Москва, 2003. – 65 с.

25 СанПиН 2.2.4.3359 – 16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах – Введ. 21.06.2016. – Утвержден постановлением Главного государственного санитарного врача РФ, 2016 – 101 с.

26 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.

27 РД 153-39.4-056 – 00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов – Введ. 14.08.2000 – Москва: Министерство энергетики Российской Федерации, 2000 – 83 с.

28 ГОСТ 12.3.047 – 98. ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля. – Введ. 01.01.2014 – Внесен Техническим комитетом по стандартизации ТК 274 "Пожарная безопасность", 2014 – 78 с.

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

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



/A.Н. Сокольников

«23» июня 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Трубопроводный транспорт углеводородных энергоносителей высокой
вязкости методом предварительного подогрева

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

Выпускник



18.06.20

Я.В. Маскаева

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:
«Трубопроводный транспорт углеводородных энергоносителей высокой
вязкости методом предварительного подогрева»

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 методом предварительного подогрева» содержит 60 страницы текстового документа, 28 использованных источников, 6 листов графического материала.

ВЫСОКОВЯЗКАЯ НЕФТЬ, МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД, ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ ПОДОГРЕВ, ГОРЯЧИЙ ТРУБОПРОВОД, ТРАНСПОРТ НЕФТИ.

Объект исследования – магистральный нефтепровод.

Цель работы: подбор технологического оборудования для обеспечения трубопроводного транспорта ВВН методом предварительного подогрева

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

- определить особенности ВВН и что затрудняет их транспортировку;
- рассмотреть существующие способы трубопроводного транспорта ВВН;
- изучить технологию транспорта высоковязкой нефти методом предварительного подогрева;
- подобрать насосно-силовое оборудование;
- подобрать оборудование для подогрева нефти.