

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Модернизация режима перекачки нефти по магистральному нефтепроводу»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер

О. Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа на тему «Модернизация режима перекачки нефти по магистральному нефтепроводу» содержит 58 страниц текстового документа, 5 листов графического материала, 27 использованных источников.

МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД, ТРУБОПРОВОДНАЯ СИСТЕМА, НАСОСНЫЙ АГРЕГАТ, ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНАЯ ПРИСАДКА, НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩАЯ СТАНЦИЯ.

Объектом исследования являются методы увеличения пропускной способности магистрального нефтепровода.

Целью данной работы является анализ и подбор оптимального метода увеличения объёма транспортируемого продукта без изменения геометрических параметров трубопровода на основе магистрального трубопровода Ванкор-Пурпе.

В ходе работы были поставлены следующие задачи:

- изучить характеристики и особенности эксплуатации магистрального нефтепровода «Ванкор-Пурпе»;
- рассмотреть методы увеличения объёма транспортируемого продукта;
- определить оптимальный вариант увеличения и произвести необходимые расчёты;
- рассмотреть вопросы безопасности и экологичности проекта;
- рассчитать экономический эффект предлагаемого метода.

В выпускной квалификационной работе проводится анализ методов, позволяющих увеличить годовой объём перекачки нефти. После выполнения анализа и выбора оптимального метода производится необходимый расчёт, который обосновывает выбор метода замены насосных агрегатов.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
Основная часть	8
1 Магистральный нефтепровод «Ванкор-Пурпе».....	8
1.1 Характеристики и особенности эксплуатации.....	8
1.2 Нефтеперекачивающие станции.....	9
1.3 Технологическая схема нефтепровода.....	11
2 Методы увеличения объёма транспортируемого продукта.....	13
2.1 Методы увеличения объёма транспортируемого продукта с изменением геометрических параметров	14
2.1.1 Лупинг	14
2.1.2 Вставка	16
2.2 Методы увеличения объёма транспортируемого продукта за счёт изменения насосно-силового оборудования	16
2.2.1 Байпасирование	16
2.2.2 Замена или реконструкция насосно-силового оборудования	17
2.3 Метод увеличения объёма транспортируемого продукта за счёт противотурбулентной присадки	19
2.4 Метод увеличения объёма транспортируемого продукта за счёт снижения вязкости	22
3 Расчётная часть.....	28
4 Безопасность жизнедеятельности.....	36
4.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	36
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	37
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	38
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	40
4.5 Обеспечение пожарной и взрывопожарной безопасности	41

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	42
4.7 Экологичность проекта	43
5 Экономическая часть	45
5.1 Расчет единовременных капитальных затрат на модернизацию насосного цеха	45
5.2 Эксплуатационные расходы на обслуживание	49
5.3Расчёт платы за электроэнергию	51
5.4Расчёт прочих расходов и затрат.....	53
Заключение	54
Список сокращений	55
Список используемых источников.....	56

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время развитие системы трубопроводного транспорта имеет особое значение для экономического развития России и является важным связующим звеном топливно-энергетического комплекса. Основной задачей трубопроводного транспорта является обеспечение стабильной доставки нефти потребителям как внутри страны, так и за рубежом.

В последнее время происходит все более интенсивное развитие магистрального трубопроводного транспорта. Основными направлениями являются вопросы расширения сети трубопроводов и внедрение новых современных подходов, которые направлены на повышение производственной эффективности компаний.

С открытием новых месторождений или увеличением добычи на уже существующих, появляется потребность в увеличении пропускной способности действующих магистральных нефтепроводов. Для выбранных параметров трубопровода и насосного оборудования расчётная пропускная способность может оказаться ниже требуемой. Поэтому актуальной задачей является доведение пропускной способности до требуемой без реконструкции или строительства нового трубопровода.

Целью данной работы является анализ и подбор оптимального метода увеличения объёма транспортируемого продукта без изменения геометрических параметров трубопровода на основе магистрального трубопровода Ванкор-Пурпе.

В ходе работы были поставлены следующие задачи:

- изучить характеристики и особенности эксплуатации магистрального нефтепровода «Ванкор-Пурпе»;
- рассмотреть методы увеличения объёма транспортируемого продукта;
- определить оптимальный вариант увеличения и произвести необходимые расчёты;
- рассмотреть вопросы безопасности и экологичности проекта;

– рассчитать экономический эффект предлагаемого метода.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1 Магистральный нефтепровод «Ванкор-Пурпе»

1.1 Характеристики и особенности эксплуатации

Магистральный нефтепровод «Ванкор-Пурпе», связывающий Ванкорское месторождение компании «Роснефть» с магистральной нефтепроводной системой компании «Транснефть», расположен на территории Красноярского края и Ямало-Ненецкого автономного округа.

Нефтепровод рассчитан на перекачку объёмов 25 млн. т/год. Общая протяжённость трассы составляет 543 км (556,5 км по оси трубопровода с учётом компенсаторов).

Трасса нефтепровода от Ванкорского месторождения следует сначала в южном, затем в юго-западном направлениях, пересекая или проходя вблизи нескольких месторождений, заканчивается в посёлке Пурпе.

Карта трассы представлена на рисунке 1.

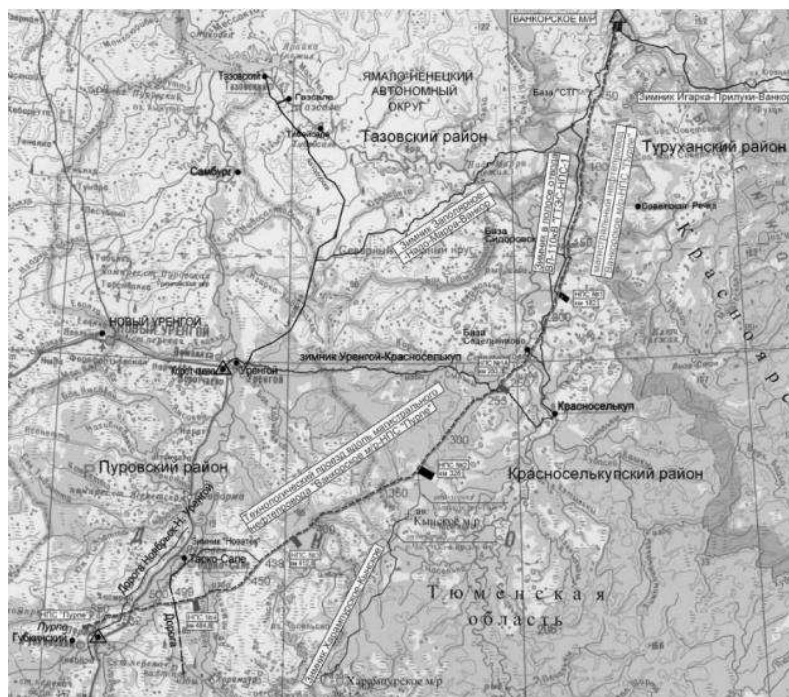


Рисунок 1 – Карта трассы нефтепровода «Ванкор-Пурпе»

Всю трассу Ванкор-Пурпе можно разделить на две части: северную протяженностью 216 км в зоне распространения вечной мерзлоты, где труба прокладывается надземным способом, и южную – 327 км, где нефтепровод укладывается в траншею.

1.2 Нефтеперекачивающие станции

Для перекачки нефти и нефтепродуктов в составе магистрального нефтепровода имеются нефтеперекачивающие станции. Они подразделяются на головные (ГНПС) и промежуточные (ПНПС). Головная нефтеперекачивающая станция предназначена для приёма нефти с установок её подготовки на промысле или из других источников и последующей закачки нефти в магистральный нефтепровод. Промежуточные станции обеспечивают поддержание в трубопроводе напора, достаточного для дальнейшей перекачки.

Объекты, входящие в состав ГНПС и ПНПС, можно условно подразделить на две группы: первую – объекты основного (технологического) назначения и вторую – объекты вспомогательного и подсобно-хозяйственного назначения.

К объектам первой группы относятся: резервуарный парк; подпорная насосная; узел учета нефти с фильтрами; магистральная насосная; узел регулирования давления и узлы с предохранительными устройствами; камеры пуска и приема очистных устройств; технологические трубопроводы с запорной арматурой.

К объектам второй группы относятся: понижающая электроподстанция с распределительными устройствами; комплекс сооружений, обеспечивающих водоснабжение станции; комплекс сооружений по отводу промышленных и бытовых стоков; котельная с тепловыми сетями; инженерно-лабораторный корпус; пожарное депо; узел связи; механические мастерские; мастерские

ремонта и наладки контрольно-измерительных приборов (КИП); гараж; складские помещения; административно-хозяйственный блок и т.д.

На головных нефтеперекачивающих станциях осуществляются следующие технологические операции: прием и учет нефти; краткосрочное хранение нефти в резервуарах; внутристанционные перекачки нефти (из резервуара в резервуар); закачка нефти в магистральный трубопровод; пуск в трубопровод очистных и диагностических устройств. На ГНПС может производиться подкачка нефти из других источников поступления, например, из других нефтепроводов или попутных нефтепромыслов [2].

Головная нефтеперекачивающая станция является начальным пунктом нефтепровода. С неё подготовленная товарная нефть поступает в магистральный нефтепровод Ванкор-Пурпе.

Откачку нефти ведут четыре магистральных насосных агрегата DVMX 5. Два из них в работе, два в резерве.

В состав резервуарного парка входит четыре резервуара общей вместимостью 120 тысяч кубометров. Технологическая схема ГНПС изображена на рисунке 3.

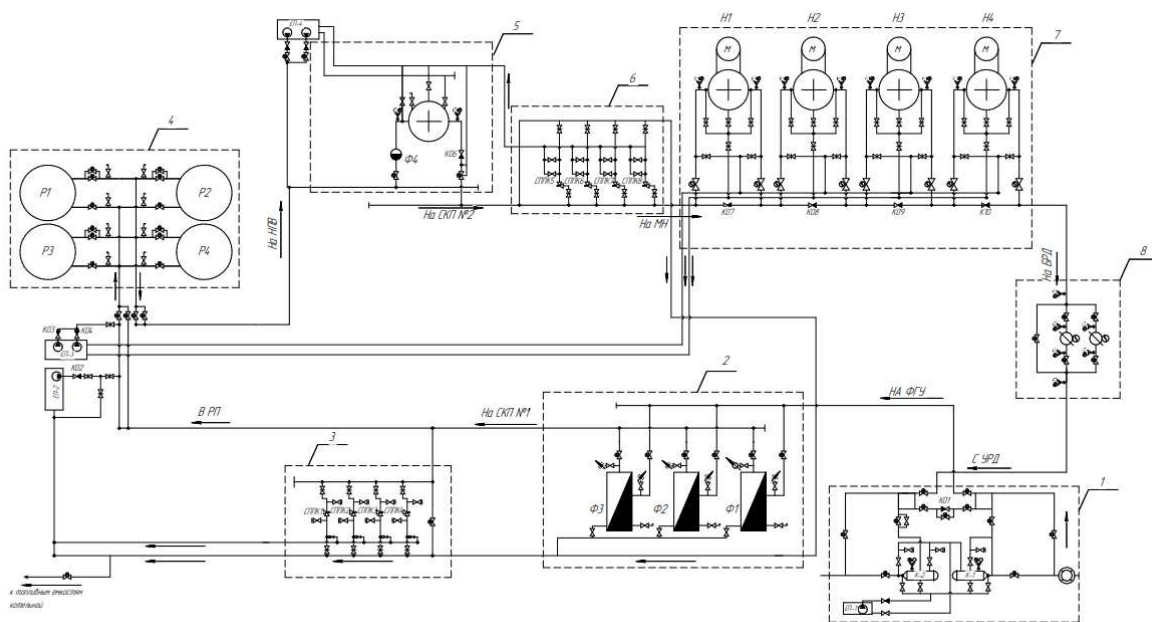


Рисунок 2 – Технологическая схема ГНПС

На промежуточных нефтеперекачивающих станциях происходит повышение напора транспортируемой нефти с целью обеспечения ее дальнейшей перекачки. При работе ПНПС в режиме «из насоса в насос» (т.е. режиме, при котором конец предыдущего участка нефтепровода подключенного непосредственно к линии всасывания насосов следующей НПС) промежуточные НПС не имеют резервуарных парков; в других случаях, когда перекачка ведется через резервуары или с подключенными резервуарами такие парки на ПНПС имеются. На ПНПС устанавливаются также системы сглаживания волн давления и защиты от гидравлических ударов [2]. На магистральном нефтепроводе Ванкор-Пурпе две ПНПС: НПС-1 и НПС-2.

Также в состав входит конечная нефтеперекачивающая станция КНПС. Там осуществляется конечный приём нефти.

1.3 Технологическая схема нефтепровода

В настоящее время на нефтепроводе действует 4 НПС:

- 0 км – ГНПС – головная нефтеперекачивающая станция;
- 182,2 км – НПС-1 – нефтеперекачивающая станция №1;
- 327,7 км – НПС-2 – нефтеперекачивающая станция №2;
- 556 км – КНПС – конечная нефтеперекачивающая станция.

Технологическая схема магистрального нефтепровода представлена на рисунке 2.

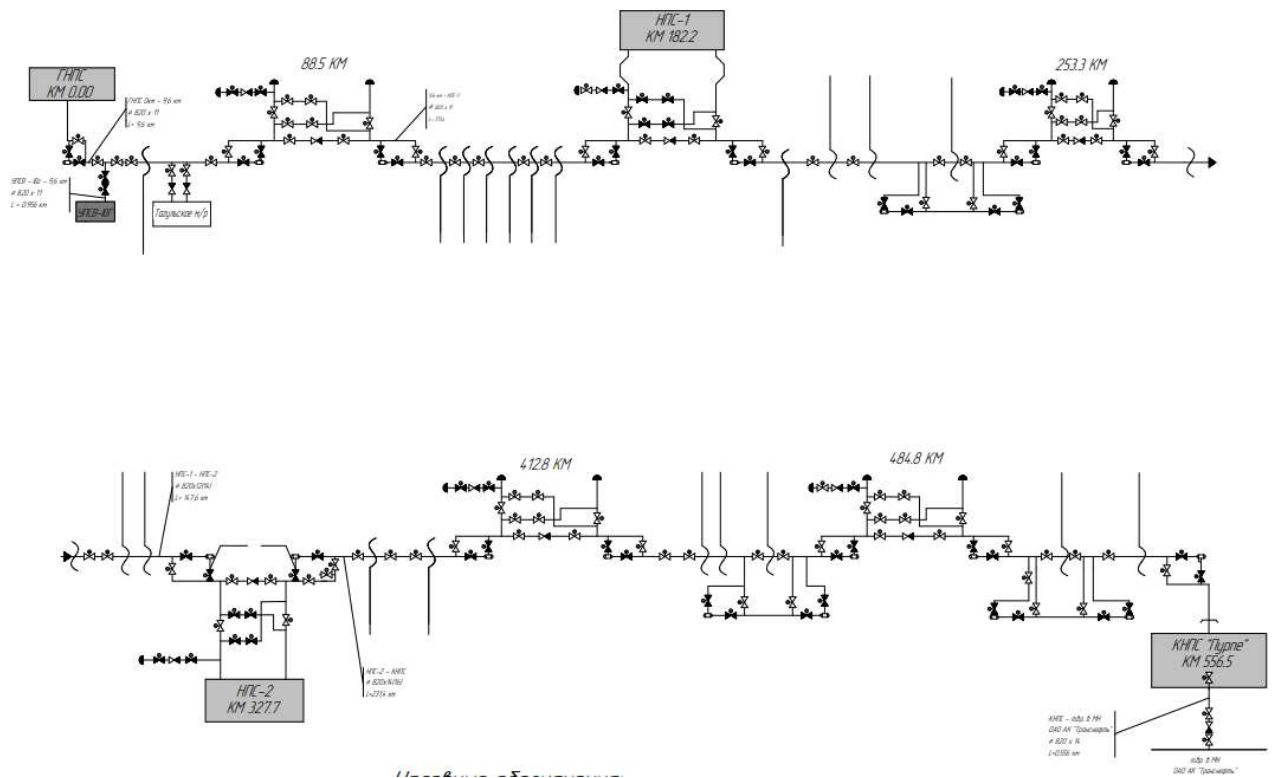


Рисунок 2 – Технологическая схема магистрального нефтепровода

2 Методы увеличения объёма транспортируемого продукта

Режим работы нефтепровода определяется совместным решением уравнений, описывающих гидравлическую схемы характеристику линейных участков трубопровода и напорную характеристику перекачивающих станций . При этом должны учитываться разрешенные давления , определяемые исходя из технического состояния трубопровода на каждом линейном участке, а также ограничения на работу насосов.

Производительность магистрального нефтепровода является величиной, изменяющейся во времени. Это изменение вызвано рядом причин, связанных с режимом работы системы магистрального нефтепровода, режимом работы нефтегазовых месторождений и планом поставок углеводородов потребителям.

При эксплуатации магистральных нефтепроводов существует потребность в изменении режимов его работы, что определяется следующими факторами:

- изменением реологических параметров нефти, ввиду влияния содержащихся в ней воды, парафина, растворенного газа и т.п., а также из-за влияния сезонных изменений температуры окружающей среды;

- переменной загрузкой нефтепровода вследствие большой динамики изменения работы поставщиков и потребителей нефти;

- плановыми или аварийными ремонтными работами, проводимыми вследствие повреждений на линейной части МН, срабатываний различных защит, отказов оборудования НПС;

- технологическими факторами, к которым относятся: отсутствие запасов на головной НПС, отключением электроснабжения на НПС, отсутствием свободной емкости на конечном пункте.

В данном случае главным фактором будет являться потребность в увеличении объёма перекачки нефти.

В практике эксплуатации магистральных нефтепродуктов наиболее распространенными способами увеличения пропускной способности являются:

1 Методы на основе изменения геометрических параметров нефтепровода:

- лупинг;
- вставка трубопроводного сегмента.

2 Замена или реконструкция насосно-силового оборудования:

- байпасирование;
- замена насосного агрегата.

3 Использование противотурбулентных присадок.

4 Снижение вязкости нефти.

2.1 Методы увеличения объёма транспортируемого продукта с изменением геометрических параметров

2.1.1 Лупинг

Лупингом называется дополнительный трубопровод, проложенный параллельно основной магистрали и соединённый с ней в двух сечениях: начальном и конечном [2].

Лупинг трубопроводов служит для решения двух главных задач, среди которых увеличение имеющейся пропускной способности основной линии или снижение потерь давления во время транспортировки продукта. Лупинг нефтепровода представлен на рисунке 4.

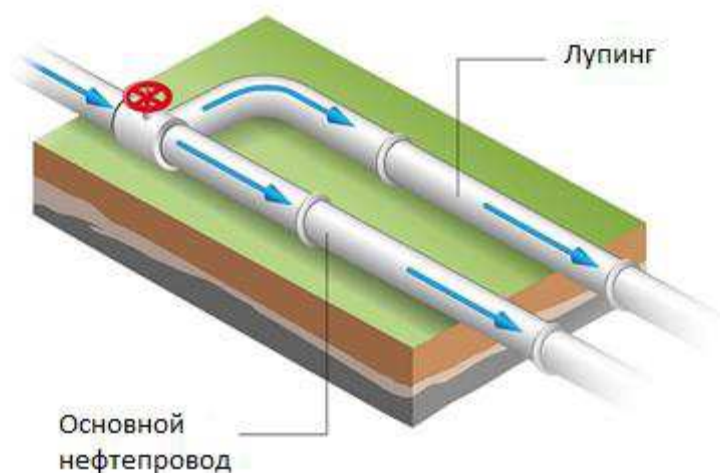


Рисунок 4 – Лупинг нефтепровода

В первую очередь это касается магистралей с высоким напором, так как именно в них создаются максимально нестабильные условия, приводящие к снижению эффективности. А, следовательно, к финансовым потерям. Важным преимуществом такой конструкции является возможность использовать ее в виде основной магистрали для транспортировки. Это помогает в кратчайшие сроки получить нужный результат, причем сэкономив средства на обустройстве нового трубопровода (лупинг может быть более дешевым вариантом, чем строительство полноценного нового трубопровода) [7].

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

После начала использования параллельной нитки происходит сокращение транспортируемых объемов топлива по основной магистрали. В результате

уменьшается гидравлическое сопротивление, которое необходимо преодолевать, что ведет к существенному уменьшению потерь давления.

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

2.1.2 Вставка

Вставкой называется трубопроводный сегмент, как правило, большего диаметра, чем основная магистраль, подключаемый к ней последовательно с целью снижения гидравлического сопротивления и увеличения тем самым пропускной способности [2].

Не рекомендуется применение вставок большего диаметра для повышения пропускной способности трубопровода, поскольку при реализации проекта неизбежны остановки перекачки, кроме того врезка вставок сопровождается потерями нефтепродуктов.

Также нужно отметить, что с технологической точки зрения применение вставок большего диаметра нецелесообразно, так как проход по таким участкам очистных и диагностических устройств затруднен.

2.2 Методы увеличения объёма транспортируемого продукта за счёт изменения насосно-силового оборудования

2.2.1 Байпасирование

Этот метод заключается в перепуске части потока нефти из напорной линии насоса по обводному трубопроводу в приемную линию. Метод байпасирования применяется как правило на ГНПС. При открытии задвижки на обводной линии (байпасе) происходит соединение напорного трубопровода со

всасывающим [1]. При этом режим работы и параметры насоса не изменяются. Недостатки данного способа – потеря энергии на перепуск по байпасу «оборотной» жидкости и сложности при обслуживании насосной установки. Байпас изображен на рисунке 5.



Рисунок 5 – Метод байпасирования

2.2.2 Замена или реконструкция насосно-силового оборудования

Центробежные насосы составляют основной вид нагнетательного оборудования для перекачки нефти по магистральным трубопроводам и применяются как на головной, так и на промежуточных перекачивающих станциях.

Использование центробежных насосов на головной перекачивающей станции или промежуточных станциях, имеющих резервуарные парки, обладает некоторыми особенностями. Дело в том, что быстроходным

магистральным насосам необходимо иметь избыточное давление на входе. Это давление должно предотвратить опасное явление, которое может возникать внутри насоса в результате уменьшения давления в быстро движущейся жидкости. Явление, о котором идет речь, называется кавитацией и состоит в образовании пузырьков, заполненных парами перекачиваемой жидкости. Когда эти пузырьки попадают в область высокого давления, они схлопываются, развивая при этом огромные точечные давления. Кавитация приводит к быстрому износу частей нагнетателя и снижает эффективность его работы. Поэтому для подачи нефти к магистральным насосам обычно используют специальные подпорные насосы, главной задачей которых взять нефть из резервуаров и подать ее на вход основных магистральных насосов, создав, необходимый кавитационный запас.

В то же время промежуточные перекачивающие станции магистральных нефтепроводов, работающие по схеме из насоса — в насос, оснащены лишь основными магистральными насосами, поскольку необходимый для их нормальной работы подпор создается предыдущей перекачивающей станцией.

Общие технические условия на магистральные насосы определяются ГОСТ 12124 – 87 «Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов», который распространяется как на основные, так и на подпорные насосы. В нем определены типы и основные параметры этих насосов. Государственный стандарт охватывает 11 типов основных насосов, а с учетом сменных роторов (рабочих колес) – 20 типов.

Насосы в упомянутом ГОСТе расположены в порядке возрастания подачи от 125 до 12500 м³/ч. Насосом самой большой подачи является насос НМ 10000-210. Маркировка насоса расшифровывается так: насос магистральный с подачей 10000 м³/ч и напором 210 м.

На перекачивающих станциях основные магистральные насосы соединяют последовательно, так чтобы при одной и той же подаче напоры, создаваемые насосами, суммировались. Это позволяет увеличить напор на выходе станции [2].

На ГНПС установлено четыре магистральных насоса DVMX 5 производства FLOWSERVE и пять подпорных 14LPH/LPN34.

На НПС-1 и НПС-2 установлены только магистральные насосы той же модели.

2.3 Метод увеличения объёма транспортируемого продукта за счёт противотурбулентной присадки

Способ введения в турбулентный поток жидкости специальных высокомолекулярных присадок, снижающих гидравлическое сопротивление открыт в конце 40-х годов английским ученым Томсом. Этот эффект по имени его открывателя называется эффектом Томса [6].

Противотурбулентные присадки применяются для процессов перекачки углеводородов (нефти, конденсата и нефтепродуктов) с целью снижения внутритрубного давления и увеличения пропускной способности магистральных и межпромысловых нефтепроводов, магистральных продуктопроводов, конденсатопроводов путем эффективного снижения гидравлического сопротивления [5].

Противотурбулентные присадки представляют собой специально подобранную комбинацию высокомолекулярных сополимеров в комбинированном носителе (не растворителе) органического и/или растительного происхождения [5].

Впервые противотурбулентные присадки были использованы в 1979 году при перекачке нефти по Трансаляскинскому нефтепроводу. Присадка вводилась в поток жидкости на насосных станциях и при дозировке около 0,001 % вдвое снижала потери напора на участке 48 км [4].

При течении нефтяной системы с присадкой вязкоупругие «капли» полимера, имеющие размеры на 3...4 порядка больше, чем молекулы жидкости, смещаются к стенке трубопровода. Здесь образуется специфический слой гидродинамически активного полимера, являющийся составной частью

движущегося объема жидкости. Таким образом, противотурбулентные присадки существенным образом перестраивают течение вблизи внутренней поверхности стенки трубы и создают эффект гидравлически гладкого 14 трубопровода. При этом уменьшается частота образования вихревых структур в потоке жидкости и поглощается часть энергии турбулентных выбросов. Как следствие, снижается турбулентное трение. За счет эффекта воздействия присадки изменяется внутренняя структура потока, а именно происходит возрастание скорости потока в пристеночной зоне и значительное увеличение размера переходной зоны – именно этот эффект позволяет обеспечить увеличение объемов перекачиваемой жидкости. Эффект от применения противотурбулентной присадки представлен на рисунке 6 [4, 5, 6].

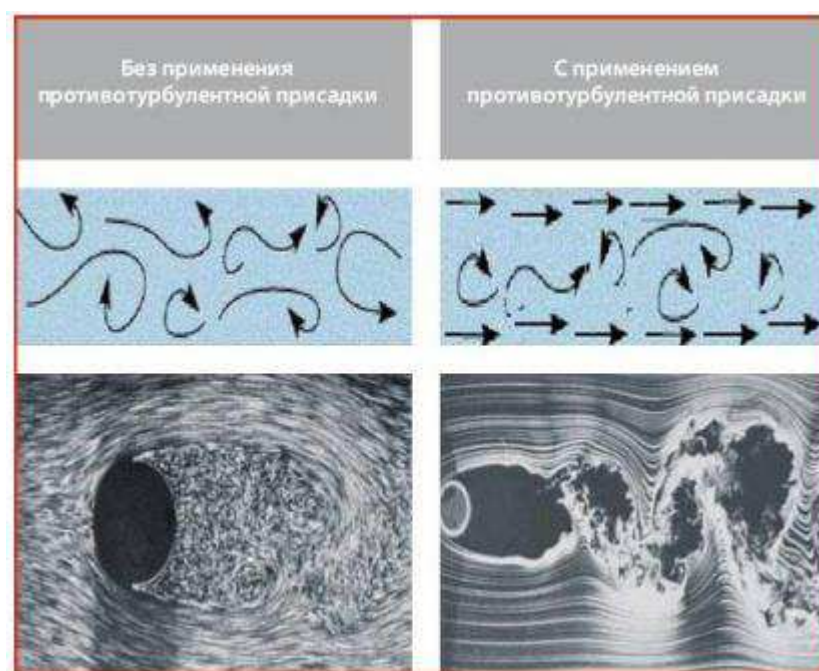


Рисунок 6 – Эффект от применения противотурбулентной присадки

Противотурбулентные присадки добавляются непрерывно в перекачиваемую нефть или нефтепродукт. Добавляются при помощи блоков дозирования реагента.

Факторы, обуславливающие эффективность применения противотурбулентной присадки:

- соблюдение технологии применения;
- непрерывный ввод присадки в турбулентный поток перекачиваемой жидкости;
- ввод присадки в линейную часть трубопровода: на выходе из насосных станций;
- заполнение всего участка трубопровода нефтью, обработанной– присадкой;
- использование специализированного оборудования для подачи– присадки [5].

Преимущества от применения противотурбулентных присадок:

- значительное сокращение капиталовложений на строительство лупингов и дополнительных станций;
- значительное снижение риска аварийных ситуаций;
- повышение эксплуатационной надежности линейной части трубопроводов путем аффективного снижения внутритрубного давления;
- снижение энергозатрат на перекачку;
- увеличение пропускной способности трубопроводов;
- могут применяться совместно с нефтепромысловыми реагентами;
- не влияют на процессы подготовки нефтяных эмульсий;
- не оказывают негативного влияния на работу печей подогрева;
- не адсорбируются на поверхности трубопроводов;
- не меняют физико-химические характеристики нефти, конденсата и нефтепродуктов [5].

Противотурбулентные присадки исследованы недостаточно хорошо. Поэтому их недостатки не выявлены. Отмечено, что присадки на основе полибугадиена и полиизопрена в рабочих концентрациях не влияют на коэффициент фильтруемости, кинематическую вязкость топлив и на 16 содержание в них фактических смол. Неудобством практического применения является то, что высокомолекулярные полимеры трудно растворимы и вводятся

в топливо в виде очень разбавленного концентрата – около 3 %, для приготовления которого требуется от 20 до 40 ч [4].

2.4 Метод увеличения объёма транспортируемого продукта за счёт снижения вязкости

Пропускная способность и экономическая эффективность нефтепровода зависят от свойств перекачиваемой по нему нефти. Основным препятствием для обеспечения необходимой скорости перекачивания является вязкость. Снижение вязкости перекачиваемой нефти уменьшает гидравлическое сопротивление трубопроводной сети, что уменьшает энергозатраты на перекачку. В районах добычи нефти с низкой температурой окружающей среды вязкость перекачиваемой жидкости достигает таких значений, что энергозатраты на перекачку значительно повышают стоимость добываемой нефти, а в некоторых случаях делают ее перекачку практически невозможной. Для увеличения эффективности процесса транспортировки вязкие и высоковязкие нефти подвергают предварительной обработке.

Все известные способы снижения вязкости можно разделить на несколько групп.

1 Термический нагрев.

Одним из основных способов снижения вязкости нефти является ее термический нагрев.

Нагрев осуществляется с помощью:

- котлов выделяющих тепло при сжигании угля, природного газа или нефти, отбираемой из этого же нефтепровода;
- отвод теплоты выделяемой при работе насосов при перекачке нефти на нефтеперекачивающих станциях;
- электрический обогрев нефтепровода.

Электрический обогрев представлен на рисунке 7.

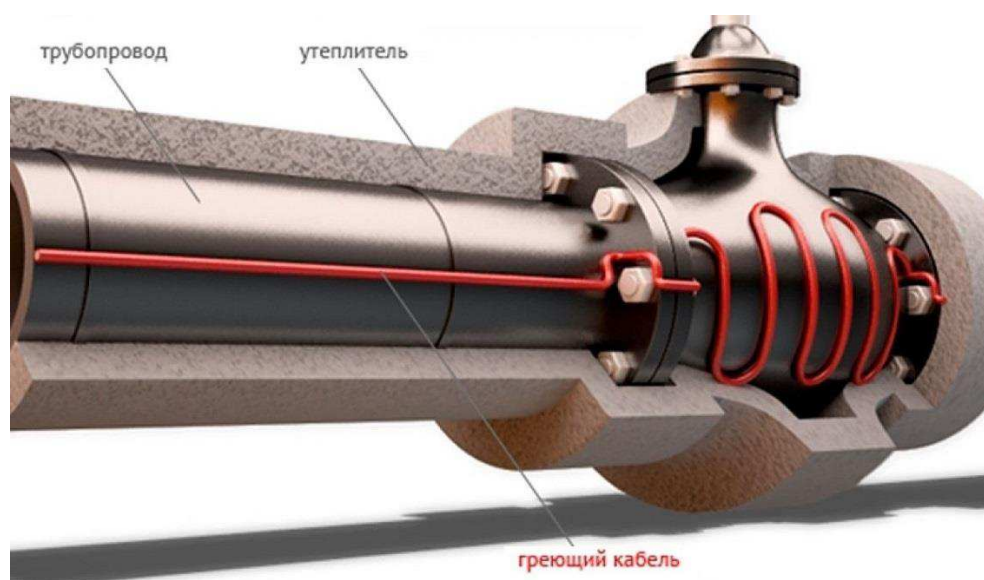


Рисунок 7 – Электрический обогрев трубопровода

Процесс термообработки заключается в нагреве нефти до температуры, при которой растворяются содержащиеся в ней твердые парафиновые углеводороды, и охлаждении с заданной скоростью в определенных условиях (в движении или покое).

Для парафинистых нефтей существует оптимальная температура подогрева, при которой эффект термообработки наибольший. Эта температура всегда выше температуры плавления парафинов, находящихся в нефти. С ростом температуры нагрева температура застывания сначала увеличивается, затем уменьшается, становясь минимальной при определенной температуре термообработки.

На свойства термообработанных нефтей большое влияние оказывают условия охлаждения нефти. Размер, число и форма кристаллов парафинов зависят от соотношения двух скоростей: скорости возникновения центров кристаллизации парафиновых углеводородов и скорости роста уже выделившихся кристаллов. Если скорость возникновения центров кристаллизации выше скорости роста кристаллов, то получается система с большим числом мелких кристаллов, в противном случае в системе образуются крупные кристаллы и прочность такой структуры значительно меньше мелкокристаллической. Для высокопарафинистой нефти оптимальный темп

охлаждения в статических условиях составляет 10...20 °С/ч. При этой скорости создается благоприятное соотношение скорости возникновения центров кристаллизации и скорости роста образовавшихся кристаллов парафина, и большая часть парафина идет на построение небольшого числа крупных кристаллов, образующих рыхлые скопления. В результате достигается значительный эффект улучшения свойств текучести нефти.

2 Создание эмульсии нефти в воде при помощи веществ-эмульгаторов.

Для правильного выбора способа обезвоживания нефти (деэмульсации) необходимо знать механизм образования эмульсий и их свойства. В пластовых условиях нефтяные эмульсии не образуются. Образование эмульсий уже начинается при движении нефти к устью скважины и продолжается при дальнейшем движении по промысловым коммуникациям, т.е. эмульсии образуются там, где происходит непрерывное перемешивание нефти и воды. Интенсивность образования эмульсий в скважине во многом зависит от способа добычи нефти, которая в свою очередь определяется характером месторождения, периодом его эксплуатации и физико-химическими свойствами самой нефти.

Различают два типа эмульсий – «нефть в воде» (н/в) и «вода в нефти» (в/н). Тип образующейся эмульсии в основном зависит от соотношения объемов двух фаз, дисперсионной средой стремится стать та жидкость, объем которой больше. На практике наиболее часто (95%) встречаются эмульсии типа «вода в нефти». На способность эмульгирования нефти и воды кроме соотношения фаз оказывает влияние присутствие эмульгаторов.

Эмульгаторы – это вещества, которые способствуют образованию эмульсии. Они понижают поверхностное натяжение на границе раздела фаз и создают вокруг частиц дисперсной фазы прочные адсорбционные оболочки. Эмульгаторы, растворимые в воде, способствуют созданию эмульсии «нефть в воде». К таким гидрофильным эмульгаторам относятся щелочные мыла, желатин, крахмал и др.

Вязкость нефтяной эмульсии изменяется в широких диапазонах и зависит от собственной вязкости нефти, температуры, соотношения нефти и воды. Нефтяные эмульсии, являясь дисперсными системами, при определенных условиях обладают аномальными свойствами, т.е. являются неньютоновскими жидкостями. Как и для всех неньютоновских жидкостей вязкостные свойства нефтяных эмульсий характеризуются кажущейся (эффективной) вязкостью дисперсностью эмульсии принято называть степень раздробленности капель дисперсной фазы в дисперсионной среде.

3 Воздействие на жидкость различными видами электромагнитного излучения и их комбинациями.

Отличительная особенность высокочастотного электромагнитного воздействия от других тепловых методов – возникновение в толще залежи объемных источников тепла. Вследствие диэлектрических потерь в среде энергия электромагнитных волн преобразуется в тепловую энергию, в результате происходит повышение температуры и уменьшение вязкости жидкости в пласте.

4 Обработка нефти с помощью ультразвуковых колебаний высокой интенсивности.

Широкий класс жидкостей обнаруживают свойство менять свою вязкость под действием внешней нагрузки, обнаруживая при этом вязкоупругие свойства, так называемые неньютоновские жидкости. В таких жидкостях, как правило, вязкость среды уменьшается с ростом прикладываемых напряжений – среда скользит вдоль твердой поверхности. Этот эффект оказывается полезным для снижения вязкости нефти при ее перекачке по трубопроводу. Дело в том, что в условиях севера нефть быстро застывает и приобретает желеобразную структуру. При этом нефть ведет себя как упругое тело – деформируется пропорционально приложенному напряжению. Перепад давления, создаваемый перекачивающим насосом расходуется на статическую деформацию застывшей нефти. В таких условиях становится невозможным использование стандартной перекачки – насосы не могут справиться с загустевшей нефтью, поскольку

сильно возрастают вязкие потери при движении желеобразной массы по трубе. Этот способ, в отличие от применяемых в настоящее время, различных видов разогрева трубопровода, намного экономичнее и существенно менее трудоемок. В самом деле, воздействие акустическими колебаниями на трубопровод в одной точке с незначительной мощностью позволяет практически мгновенно существенно уменьшить вязкость в тонком, прилегающем к стенкам трубопровода, слое желеобразной нефти на десятках и сотнях метров его длины вследствие высокой скорости распространения акустических колебаний по трубопроводу. По существу, происходит разжижение тонкого пристеночного слоя под действием ультразвука. В результате в несколько раз снижается вязкое сопротивление движению нефти, что, в свою очередь, снижает пусковое давление и увеличивает скорость перекачки нефтепродукта [8...10].

2.5 Вывод

В данной работе целью является подбор оптимального метода увеличения объёма транспортируемого продукта без изменения геометрических параметров трубопровода и достижение объёма перекачки в 33 миллиона тонн нефти в год.

Поэтому варианты лупинг и вставка не удовлетворяют нашим условиям, так как эти методы изменяют геометрические параметры трубопровода.

Метод байпасирования не обеспечит нужного объёма перекачки, а также данный метод вызывает сложности в дальнейшем обслуживании насосов.

В рассматриваемом нефтепроводе уже используется противотурбулентная присадка «M-FLOWTREAT». На практике ещё не доказали, что замена присадки существенно лучше повлияет на перекачку.

В настоящее время в связи таянием мерзлоты весь магистральный трубопровод поднимается на поверхность и будет осуществляться подогрев нефти до 60 °С. Этот метод может существенно повлиять на объём перекачки. В расчётной части будет произведён гидравлический расчёт при расчётной

температуре 60 °С и расчётном объёме перекачки в 33 миллиона тонн нефти в год.

3 Расчётная часть

Исходные данные для расчёта представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные для расчётов

Наименование показателя	Условное обозначение, единица измерения	Значение показателя
Массовая производительность	G , млн.т./год	33
Длина нефтепровода	L , км	556
Плотность нефти при 20 °С	ρ_{293} , кг/м ³	790
Кинематическая вязкость при 60 °С	N_{333} , мм ² /с	2,34
Расчётная температура	$t_{расч.}$, К	333
Наружный диаметр	D , мм	820
Толщина стенки	δ , мм	12
Марка стали	–	09Г2ФБ
Расчётное рабочее давление	P , МПа	9,8
Категория трубопровода	–	II

Расчёт часовой производительности нефтепровода с учётом подогрева нефти до 60 °С и перекачки объёмом 33 млн.т. нефти в год.

$$Q = \frac{G_G \cdot k_{НП}}{24 \cdot N_p \cdot \rho} \cdot 10^9, \quad (1)$$

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

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

N_p – число суток работы нефтепровода в течение года равное 365 дней.

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

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

где ρ_{293} – плотность нефти при 293 К, кг/м³;

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

T – расчетная температура нефти, К.

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

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{293}; \quad (3)$$

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot 790 = 0,7861 \text{ кг} / (\text{м}^3 \cdot \text{К});$$

$$\rho_T = 790 + 0,7861 \cdot (293 - 333,15) = 758,43 \text{ кг/м}^3;$$

$$Q = \frac{33 \cdot 1,05}{24 \cdot 365 \cdot 758,43} \cdot 10^9 = 4619,8 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Полученную пропускную способность действующие насосы не смогут обеспечить.

В соответствии с расчётной часовой производительностью выбираем насосы: 4 магистральных насоса НМ 7000-210-2.1 и 4 подпорных насоса НПВ 5000-120-М.

Задавая значения диаметров рабочих колёс из приложения, определим напоры, развиваемые насосами при расчётной производительности перекачки. Для этого воспользуемся уравнением напорной характеристики насоса:

$$H = H_0 + a \cdot Q - b \cdot Q^2, \quad (7)$$

где H – напор насоса при подаче Q , м;

H_0 – потенциальный напор, м;

a и b – эмпирические коэффициенты, соответственно ч/м² и ч²/м⁵;

Q – подача насоса, м³/ч.

Следовательно, для магистрального насоса $H_0 = 296,6$ м, $a = 0$ ч/м²,
 $b = 1,87 \cdot 10^{-6}$ ч²/м⁵; для подпорного насоса $H_0 = 151,3$ м, $a = 0$ ч/м²,
 $b = 1,3 \cdot 10^{-6}$ ч²/м⁵;

По формуле (8) напор магистрального и подпорных насосов составит:

$$H_M = 296,6 - 1,87 \cdot 10^{-6} \cdot 4619,8^2 = 256,68 \text{ м};$$

$$H_{II} = 151,3 - 1,3 \cdot 10^{-6} \cdot 5479,83^2 = 123,55 \text{ м}.$$

По напорным характеристикам насосов вычисляем рабочее давление, МПа:

$$p = \rho \cdot g(H_{II} + m_M \cdot H_M) \cdot 10^{-6} \leq p_{\text{доп}}, \quad (8)$$

где g – ускорение свободного падения, м/с²;

H_{II}, H_M – соответственно напоры, развиваемые подпорным и магистральным насосами при расчётной производительности нефтепровода, м;

m_M – число работающих магистральных насосов нефтеперекачивающей станции;

$p_{\text{доп}}$ – допустимое давление, равное 9,8 МПа.

$$p = 758,43 \cdot 9,81 \cdot (123,55 + 3 \cdot 256,68) \cdot 10^{-6} = 6,6 \leq 9,8.$$

где $6,6 \leq 9,8$ – условие выполняется, найденное давление входит в рекомендованный интервал, значит, в дальнейших расчетах принимаем $p = 6,2$ МПа.

Внутренний диаметр нефтепровода по формуле:

$$D_{BH} = D_H - 2\delta; \quad (9)$$

$$D_{BH} = 820 - 2 \cdot 12 = 796 \text{ мм} = 0,796 \text{ м}.$$

Далее производится расчет общих потерь напора и потерь напора на трение.

Секундный расход нефти и ее средняя скорость определяется по следующим формулам:

$$Q_c = \frac{Q}{3600}, \quad (10)$$

$$v = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot D_{BH}^2}, \quad (11)$$

$$Q_c = \frac{4619,8}{3600} = 1,28 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$v = \frac{4 \cdot 1,28}{3,14 \cdot 0,796^2} = 2,58 \text{ м/с},$$

Определим число Рейнольдса с целью определения режима течения нефти:

$$\text{Re} = \frac{v \cdot D_{BH}}{\nu_T}, \quad (12)$$

где v – средняя скорость нефти;

D_{BH} – внутренний диаметр нефтепровода;

ν_T – кинематическая вязкость.

По формуле (12) получаем:

$$\text{Re} = \frac{2,58 \cdot 0,796}{2,34 \cdot 10^{-6}} = 874239.$$

При $\text{Re} < 2320$ режим течения ламинарный, в обратном случае – турбулентный.

В нашем случае, режим течения нефти – 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) и квадратичного трения (λ зависит только от ε). Границами этих зон являются переходные числа Рейнольдса:

$$\text{Re}_1 = \frac{10}{\varepsilon}; \quad (13)$$

$$\text{Re}_2 = \frac{500}{\varepsilon}, \quad (14)$$

где ε – относительная шероховатость труб, выраженная через эквивалентную шероховатость K_ε (табл. 8) и внутренний диаметр нефтепровода D_{BH} .

$$\varepsilon = \frac{K_{\varepsilon}}{D_{BH}}. \quad (15)$$

Условия существования зон трения таковы:

– для гидравлически гладких труб: $2320 < Re < Re_1$, при этом коэффициент гидравлического сопротивления определяется как:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}. \quad (16)$$

– для смешанного трения: $Re_1 < Re < Re_2$, при этом коэффициент гидравлического сопротивления по Альтшулю определяется как:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\varepsilon + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}. \quad (17)$$

Или по Исаеву как:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1,8 \cdot \lg \left[\frac{68}{Re} + \left(\frac{\varepsilon}{3,7} \right)^{1,11} \right]. \quad (18)$$

– для квадратичного трения: $Re > Re_2$, при этом коэффициент гидравлического сопротивления по Шифринсону определяется как:

$$\lambda = 0,11 \cdot \varepsilon^{0,25}. \quad (19)$$

Или по Никурадзе как:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 1,14 - 2 \lg \varepsilon. \quad (20)$$

В случае ламинарного течения коэффициент гидравлического сопротивления λ определяется по формуле Стокса:

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}}. \quad (21)$$

Поскольку мы имеем сварные стальные новые трубы, то эквивалентная шероховатость труб составляет $K_{\text{э}} = 0,075$ мм. В этом случае относительная шероховатость труб по формуле (15) равна:

$$\varepsilon = \frac{0,075}{796} = 0,942 \cdot 10^{-4}.$$

Теперь необходимо определить, в какой зоне трения течет жидкость. Определим граничные значения Re (Re_1 и Re_2) по формулам (13) и (14):

$$\text{Re}_1 = \frac{10}{0,942 \cdot 10^{-4}} = 106157,1;$$

$$\text{Re}_2 = \frac{500}{0,942 \cdot 10^{-4}} = 5307855,6.$$

Видно, что выполняется условие $\text{Re}_1 < \text{Re} < \text{Re}_2$ так как $106157,1 < 874239 < 5307855,6$, то течение нефти происходит в зоне смешанного трения и коэффициент гидравлического сопротивления вычисляем по формуле (17):

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(0,942 \cdot 10^{-4} + \frac{68}{874239} \right)^{0,25} = 0,011.$$

Гидравлический уклон в нефтепроводе определяем по формуле:

$$i = \frac{\lambda}{D_{BH}} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g}; \quad (22)$$

$$i = \frac{0,011}{0,796} \cdot \frac{2,58^2}{2 \cdot 9,81} = 0,0047.$$

Также при расчёте гидравлического уклона следует учесть ввод противотурбулентной присадки, которая снизит его на 20 % .

Перерасчёт гидравлического уклона с учётом ввода противотурбулентной присадки:

$$i = 0,0047 \cdot 0,8 = 0,00376.$$

Расчетный напор НПС в этом случае составит:

$$H_{CT} = 3 \cdot 256,68 = 770,04 \text{ м};$$

$$l_1^* = \frac{H_{CT1}}{1,02 \cdot i}; \quad (23)$$

$$l_1^* = \frac{770,04}{1,02 \cdot 0,00376 \cdot 10^3} = 200,8 \text{ км}.$$

Таким образом, в ходе расчёта был получен расчётный напор ГНПС 200,8 км, обеспечивающий необходимый напор 182,2 км до НПС-1.

4 Безопасность жизнедеятельности

Трубопроводный транспорт является одним из самых экономически целесообразных и востребованных видов транспорта, однако при нарушении техники безопасности он может стать источником техногенных аварий, приводящих к загрязнению окружающей среды, разрушениям, пожарам, гибели людей и значительным материальным потерям.

Одной из актуальных проблем при транспортировании нефти и газа является своевременное, достоверное прогнозирование, предупреждение и ликвидация последствий чрезвычайных ситуаций (ЧС).

4.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Основные работы на площадке линейной части нефтепродуктопровода выполняются трубопроводчиком линейным на открытой площадке линейной части нефтепродуктопровода. Он выполняет монтажные и восстановительные работы с использованием сварки, проводит ревизию задвижек и кранов, демонтаж и установку контрольно-измерительных приборов, продувку и опрессовку участков трубопровода и монтажных узлов, монтаж переходов, захлестов и катушек, а также другие виды работ. Трубопроводчик линейный также выполняет работы в цехе технического обслуживания, эксплуатации и ремонта трубопроводов.

На рабочем месте трубопроводчик может быть подвержен воздействию вредных и опасных факторов: токсичные пары и газы, воздействующие на организм человека; повышенная или пониженная температура поверхностей, приводящая к ожогам; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, приводящая к обморожению, либо тепловому удару; повышенный уровень напряжения в электрической сети; пожаро- и взрывоопасность [11].

По основному виду экономической деятельности установлен 1 класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного медицинского страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2% к начисленной оплате труда [12].

Причинами аварийных и чрезвычайных ситуаций, таких как взрыв, пожар, токсический выброс, утечка продукта через разрывы, свищи, трещины и другие повреждения оборудования, чаще всего являются: производственный дефект труб; брак сварки; механические повреждения; коррозия металла.

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Рассматриваемый магистральный нефтепровод «Ванкор – Пурпе» расположен на территории Красноярского края и Ямало-Ненецкого автономного округа. Трасса нефтепровода от Ванкорского месторождения следует сначала в южном, затем в юго-западном направлениях, пересекая или проходя вблизи нескольких месторождений, заканчивается в посёлке Пурпе. Вся трассу Ванкор-Пурпе можно разделить на две части: северную протяженностью 216 км в зоне распространения вечной мерзлоты, где труба прокладывается надземным способом, и южную – 327 км, где нефтепровод укладывается в траншею.

Климат в данном районе суровый. Продолжительность зимы составляет 8 месяцев, преобладают сильные ветра. Минимальная температура воздуха зимнего периода достигает отметки – 60 °С. Абсолютная максимальная температура воздуха летом составляет 32 °С. Средняя относительная влажность наиболее теплого месяца достигает отметки 65...70 %. В данной местности по причине перенасыщения почвы влагой, вследствие многолетней мерзлоты

преобладают озера и болота. Среднегодовая температура воздуха составляет минус 9,5 °С [13].

Производственное выполнение работ происходит на открытой площадке и на территории насосного цеха головной нефтеперекачивающей станции. Для отдыха и обогрева работников предусмотрены вагон-бытовки с необходимыми приборами отопления и вентиляции.

Для обеспечения нормального теплового баланса организма персонала во время работ им выдается специальная утепленная одежда [13].

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещению и размещению используемого оборудования

Помещение насосного цеха на ГНПС имеет площадь $S = 50 \text{ м}^2$, высоту $H = 3,3 \text{ м}$.

В соответствии с нормами площадь помещения для одного работающего должна составлять не менее $4,5 \text{ м}^2$. Таким образом, в цехе одновременно могут присутствовать не более 11 человек. Высота производственных помещений должна быть не менее 3,25 м, следовательно, насосный цех отвечает нормативным требованиям.

Площадь цеха оснащена:

- проходами и проездами шириной не менее 1,5 м и 2,5 м соответственно;
- тамбурами либо воздушными (тепловыми) завесами;
- свободными подходами к оборудованию, имеющими электропривод, не менее 1 м со стороны рабочей зоны и 0,6 м – со стороны нерабочей зоны;
- шириной выходов из помещений высотой не менее 1 м, а высотой – 2,2 м;
- полы помещений износостойкие, теплые, нескользкие, при необходимости влаго-, кислото- и огнестойкие, легко моются [4].

Таблица 2 – Фактическое состояние условий труда на рабочем месте

№ п/п	Наименование производственного фактора, единица измерения	ПДК, ПДУ, допустимый уровень	Фактический уровень производственного фактора	Класс условий труда, степень вредности и опасности
1	Тяжесть трудового процесса	-	-	3.1
2	Напряженность трудового процесса	-	-	2
3	Шум, дБА	80	75	3.2
4	Температура, °С	20	21	2
5	Влажность, %	35	40	2
6	Скорость движения воздуха, м/с	0,1	0,1	2
7	Освещенность, лк	300	200	2
8	КЕО, %	0.6	1,2	2
9	ТНС, С	21	17	2
10	Тепловое излучение, Вт/см ²	140	1272	3.1
11	Вредные химические вещества в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	2	0.1	2

Зоны с уровнем звука свыше 80 дБА обозначаются знаками опасности. Работа в этих зонах без использования средств индивидуальной защиты слуха не допускается. Рабочие места, где применяются или готовятся клеи, мастики, краски и другие материалы, выделяющие вредные вещества, обеспечиваются проветриванием, а закрытые помещения оборудуются механической системой вентиляции [15].

К работникам предъявляются следующие санитарно-гигиенические требования:

- перемещение по территории производственного участка строго в специальной одежде (кожаная обувь на резиновой подошве, униформа, шлем и перчатки);
- иметь средства связи;
- иметь наушники, как средство защиты от шума;

– иметь газоанализатор, противогаз и аптечку первой помощи, в зависимости от рабочего места.

Для трубопроводчика линейного предусмотрена выдача спецодежды, спец. обуви, средств индивидуальной защиты:

- костюм, плащ брезентовый;
- ботинки кожаные, сапоги кирзовые или сапоги резиновые;
- рукавицы брезентовые.

Зимой дополнительно:

– куртка и брюки хлопчатобумажные на утепляющей прокладке (в I, II, III поясах);

– костюм зимний с пристегивающейся утепляющей прокладкой (в IV и особом поясах);

- валенки [14].

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

На НПС основным оборудованием являются насосы и их приводы. Приводами для подпорных насосов, обеспечивающих нормальные условия эксплуатации основные центробежные насосы, служат низковольтные и высоковольтные электродвигатели. Для основных насосов приводами используются асинхронные и синхронные двигатели.

Для того, чтобы исключить возможность образования электрической цепи через тело человека, выполняются требования электробезопасности [18].

Одним из необходимых условий безопасности является заземление оборудования, являющееся средством защиты персонала в помещении от возникновения искры и от напряжения, появление которого возможно на металлических частях оборудования.

Для безопасной и бесперебойной работы заземляющего устройства необходима его своевременная проверка и контроль сопротивления [17].

Для выполнения замеров чаще всего применяются следующие специальные виды приборов: МС-08; М-416 на полупроводниках и питанием от батареи; тестер СА-6415, оснащенный токовыми клещами.

Безопасность производства основана на соблюдении норм и правил безопасности. Для защиты персонала от производственных травм и профессиональных заболеваний необходимо использовать организационно-технические средства. Средства защиты делятся на индивидуальные (средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД), специальная одежда, средства защиты рук и ног, средства защиты глаз, лица и головы, средства защиты органов слуха), и коллективные (знаки безопасности, предупредительные плакаты для электроустановок, предупреждающая окраска, знаки опасности для грузов) [16].

4.5 Обеспечение пожарной и взрывопожарной безопасности

Источниками возникновения пожаров и взрывов являются:

- возгорание нефтяного газа и нефти от поверхностей, нагретых до высоких температур;
- скопившиеся статические электрические электричество, молнии;
- огневые работы;
- незащищенное технологическое оборудование;
- искры, от ударов металлическим инструментом или частей оборудования;
- человеческий фактор (курение, нарушение техники безопасности и т.д.).

Нефть относится к легковоспламеняющейся жидкости 3 класса опасности. Нефтяной газ является взрывоопасной смесью, входящей в группу Т2 с категорией ПА взрывоопасности. Температура вспышки нефти соответствует 170 °С. Концентрационные пределы распространения пламени: 2

% (нижний) и 10 % (верхний). Предельно допустимая взрывоопасная концентрация составляет 2,1 г/м³ [19].

Применяемое электрооборудование соответствует уровню взрывозащиты Ga, II группы электрооборудования с очень высокой степенью обеспечения взрывозащиты [19].

Объекты нефтегазосборного трубопровода оборудованы автоматической пожарной сигнализацией, для оперативного оповещения и вызова пожарной службы.

На месте работ по реконструкции имеются следующие первичные средства пожаротушения:

- огнетушители порошковые или углекислотные;
- кошма войлочная или асбестовое полотно размером 2×2 м;
- ведра, лопаты, топоры, ломы.

Самоходная техника, сварочные агрегаты, насосы, задействованные в производстве работ, обеспечены не менее чем двумя порошковыми или углекислотными огнетушителями на каждую единицу техники.

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

В ходе выполнения работ по реконструкции трубопровода возможны аварийные ситуации:

- разлив нефти при стравливании участка трубопровода;
- возгорание нефти, нефтяных паров;
- разрыв трубопровода во время проведения гидравлических, пневматических испытаний.

Для обеспечения безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях предусмотрен перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий, а также план по предупреждению и ликвидации.

Насосный цех представляет собой одноэтажное здание из бетонных панелей, с перекрытиями из обетонированных металлических балок, по которым уложена бетонная плита. Кровля здания металлическая. По требованиям здание отвечает 2-ой степени огнестойкости [20].

Для повышения устойчивости производства и защиты работающих в чрезвычайных ситуациях, на предприятии выполняются следующие мероприятия: прогнозирование возникновения и оценка возможных последствий чрезвычайной ситуации (ЧС) для работы объекта; обеспечение защиты рабочих; разработка режимов работы рабочих при ЧС; подготовка к выполнению работ по восстановлению предприятия в чрезвычайных ситуациях; поддержание в готовности системы оповещения о ЧС; организация обучения рабочих и служащих правилам поведения и действиям в ЧС при работе на объекте; принятие мер по повышению устойчивости инженерно-технического комплекса к разрушительному действию источников ЧС; ограничение поражения от вторичных факторов от источников ЧС; поддержание трудовой и технологической дисциплины; внедрение новейших достижений науки и техники в безопасное производство, повышение надежности технологического оборудования; строительство необходимого количества защитных сооружений; планирование и подготовка эвакуации рабочих и служащих в условиях опасного производства; обучение рабочих действиям в ЧС; накопление средств индивидуальной защиты для рабочих и служащих и подготовка их к выдаче в случае ЧС; поддержание в готовности локальной и центральной систем оповещения.

4.7 Экологичность проекта

Во время работы на трубопроводе источником загрязнения атмосферного воздуха являются пары клеевого раствора для соединения трубопроводов, а источником загрязнения почвы и воды является пролитый клеевой раствор.

На месте проведения работ по соединению труб располагаются специальные впитывающие тенты для сбора пролитого клеевого раствора, что уменьшает выбросы в атмосферу, локализуя пролив исключается загрязнение почвы и воды. После использования, тенты собирают и отправляют на перерабатывающее предприятие.

Насосный цех не выбрасывает вредных веществ в атмосферу. В случае производственной аварии возможен разлив нефти и загрязнение почвы.

5 Экономическая часть

В экономической части данной выпускной работы рассчитываются затраты на модернизацию режима перекачки нефти по магистральному нефтепроводу за счёт установки новых, более мощных насосов.

Ремонт производится в насосном цеху головной нефтеперекачивающей станции на Ванкорском месторождении.

Затраты на проведение модернизации режима перекачки нефти по магистральному нефтепроводу включают в себя: приобретение материалов и оборудования, работы по монтажу нового насосного оборудования, затраты на оплату труда и страховые взносы, эксплуатационные затраты.

5.1 Расчет единовременных капитальных затрат на модернизацию насосного цеха

К единовременным капитальным вложениям относятся затраты на приобретение оборудования и выполнение строительно-монтажных работ, в том числе: заработная плата основных рабочих, социальные выплаты и взносы за страхование от несчастных случаев на производстве к фонду оплаты труда.

Расчет затрат на приобретение оборудования производится с учетом его количества и цен. Расчеты представлены в таблице 3.

Потребность в трудовых ресурсах по выполняемому проекту выполнена с учетом принятых в данной работе технических решений. Фонд оплаты труда определен по фактической среднемесячной заработной плате работников нефтегазовой отрасли.

В таблице 4 приводится численность персонала, занимающегося модернизацией насосной цеха.

Таблица 3 – Расчет стоимости оборудования

№ п\п	Наименование	Количество, шт.	Цена с НДС, руб	Стоимость с НДС, руб	Источник цен
1	Магистральный насос НМ7000-210-2.1	4	29500000	118000000	https://pumps.transneft.ru/prodykciya/magistralnie-nasosnie-agregati/
2	Подпорный насос 5000-120-М	4	5300000	21200000	https://www.xn--80agdenqykfvc8a.xn--p1ai/
3	Электродвигатель для магистрального насоса 4А3М 2000/6000	4	1682095	6728380	https://krasnoyarsk.puls-cen.ru/
4	Электродвигатель для подпорного насоса ВАОВ-630-2У4	4	198000	792000	https://el-dvigatel.ru/
5	Фильтры СДЖ-700-1.6-1-2 на приемном трубопроводе насосных агрегатов	4	620000	2480000	https://promarm64.ru/
	Итого:	х	х	149200380	х

Таблица 4– Численность персонала

Персонал	Количество работающих, чел.
Количество рабочих:	5
В том числе:	
– машинист крана	1
– стропальщик	2
– машинист технологических насосов	2

Затраты на оплату труда определяются исходя из размера оклада за месяц работы и районного коэффициента. Расчет представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Расчет затрат на оплату труда

Должность	Количество	Оклад, руб/мес.	Районный коэффициент 30 % от оклада, руб/мес.	Итого за месяц, руб
Машинист крана	1	80000	24000	104000
Стропальщик	2	63000	18900	163800
Машинист технологических насосов	2	150000	45000	390000
Итого	x	x	x	657800

Согласно налоговому кодексу РФ, страховые взносы составляют 30% от фонда оплаты труда, взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4% от фонда оплаты труда.

Таблица 6 – Страховые взносы при проведении работ по очистке наружной поверхности трубопровода

Основной фонд оплаты труда, руб	Страховые взносы (30 % отФОТ), руб	Взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (0,4 % от фонда оплаты труда), руб.
657800	197340	2631,2

Сведем все единовременные затраты на модернизацию насосного цеха в таблицу 7.

Таблица 7 – Единовременные капитальные вложения

№ п/п	Наименование вложений	Сумма, млн. руб
1	Стоимость оборудования	149200380
2	Фонд оплаты труда	657800
3	Страховые взносы	197340
4	Взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний	2631,2
Итого:		150058151

Единовременные капитальные вложения изображены на диаграмме на рисунке 8.

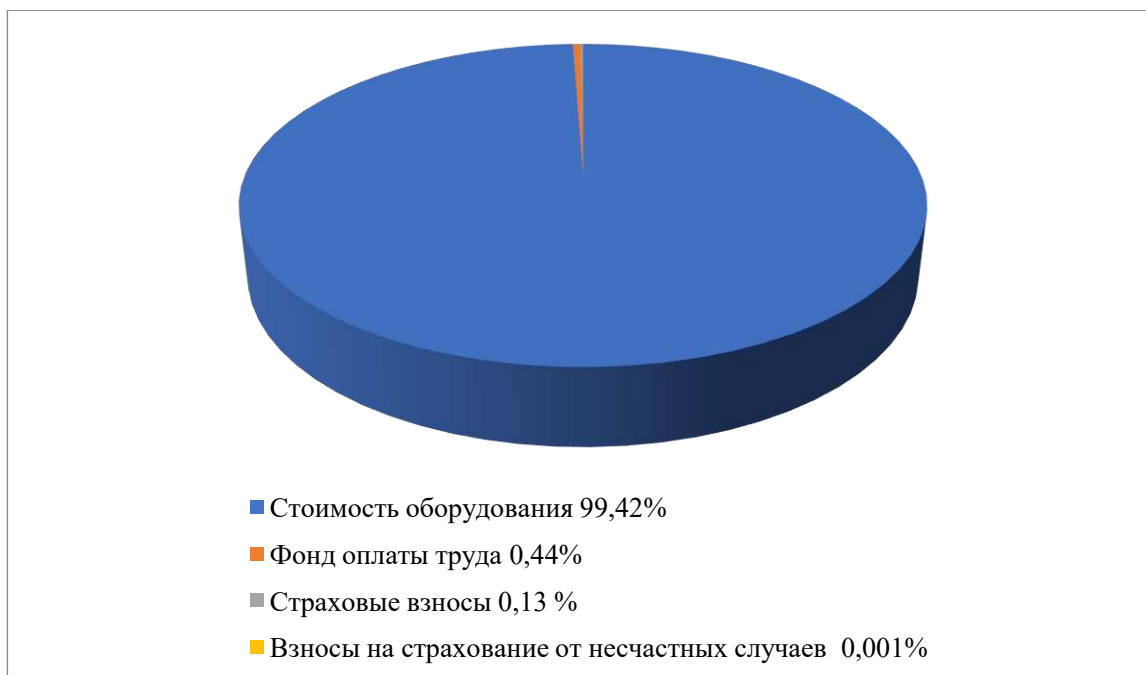


Рисунок 8– Диаграмма капитальных вложений

5.2 Эксплуатационные расходы на обслуживание

Далее мы рассчитаем затраты на амортизационные отчисления, которые рассчитываются в данной дипломной работе линейным методом, в зависимости от первоначальной стоимости объекта основных средств и срока эксплуатации. Учитывается, что амортизации подвержены основные средства стоимостью более сорока тысяч рублей и сроком службы более 12 месяцев.

Сумма амортизационных отчислений по каждому виду основных средств за год рассчитывается по формуле:

$$\text{Амор.отч.} = \frac{C_{oc} \cdot H_a}{100}, \quad (24)$$

где C_{oc} – первоначальная стоимость основного средства, руб.

Годовая норма амортизационных отчислений рассчитывается по формуле:

$$N_a = 100/\text{Срок службы в годах.} \quad (25)$$

Расчёт годовых амортизационных отчислений по оборудованию представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Расчёт годовых амортизационных отчислений по оборудованию

Виды основных средств	Количество, шт	Стоимость единицы, без НДС, руб	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, за год,руб
Оборудование					
в том числе:					
Магистральный насос НМ7000-210-2.1	4	24583333,3	5	20	19666667
Подпорный насос 5000-120-М	4	4416666,67	5	20	3533333
Электродвигатель для магистрального насоса 4АЗМ 2000/6000	4	1401745,83	7	14,7	824226,5
Электродвигатель для подпорного насоса ВАОВ-630-2У4	4	165000	7	14,7	97020

Окончание таблицы 8

Фильтры СДЖ-700-1.6-1-2 на приемном трубопроводе насосных агрегатов	4	516666,67	10	10	206666,7
Итого:	х	124333649,9	х	х	24327913

5.3 Расчёт платы за электроэнергию

Плата за электроэнергию определяется по формуле

$$P_{э/э} = T_{э/э} \cdot Q, \quad (26)$$

где $T_{э/э}$ – тариф за электроэнергию, руб./кВт·ч

Q – среднее потребление электроэнергии в год.

В соответствии с Федеральным законом от 14.04.1995 № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации», Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», постановлением Правительства Российской Федерации от 26.02.2004 № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации», Постановлением Региональной энергетической комиссии Красноярского края N 273 от 13 декабря 2005 года «Об утверждении социальных норм потребления электрической энергии, поставляемой населению Красноярского края» одноставочный тариф на электроэнергию диапазона напряжения СН-II принимаем 4,57 руб/кВт·ч.

Тариф действуют с 1 января 2021 года.

Электропотребляемым оборудованием являются электродвигатели магистральных и подпорных насосных агрегатов. Также необходимо

учитывать, что постоянно в работе будут находиться 3 магистральных насосных агрегата и 2 подпорных насосный агрегата (1 МНА и 2 ПНА находятся в резерве). Расчетные данные сведем в таблицу 9.

Таблица 9 – Расчет мощности, потребляемой электрооборудованием насосной станции в год

Наименование потребителя	Кол-во	Потребляемая мощность одной единицей, кВт	Общее потребление электроэнергии, кВт	Плата, руб
Электродвигатель типа 4АЗМ 2000/6000	3	2000	50400000	230328000
Электродвигатель типа ВАОВ- 630-2У4	2	800	6720000	30710400
Итого:				261038400

Рассчитываем потребление электроэнергии по формуле

$$Q = KЧГ \cdot P \cdot KE, \quad (27)$$

где $KЧГ$ – количество часов работы в год, (8400 ч.);

P – потребляемая мощность, кВт;

KE – количество единиц, шт.

Для электродвигателей типа 4АЗМ 2000/6000:

$$Q = 8400 \cdot 2000 \cdot 3 = 50400000 \text{ кВт.}$$

Для электродвигателей типа ВАОВ-630-2У4:

$$Q = 8400 \cdot 800 \cdot 2 = 6720000 \text{ кВт.}$$

5.4 Расчёт прочих расходов и затрат

Прочие расходы составляют 10 % от фонда оплаты труда:

$$C_{\text{пр.}} = \text{Фонд оплаты труда} \times 10/100. (28)$$

$$C_{\text{пр.}} = 657800 \times 10/100 = 65780 \text{ руб.}$$

Расчет эксплуатационных затрат (рисунок 6) на обслуживание насосного цеха приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Годовые эксплуатационные затраты на обслуживание насосного цеха

Эксплуатационные затраты	Сумма,руб
Электроэнергия	261038400
Фонд оплаты труда	657800
Амортизация	24327913
Прочие	65780
Итого эксплуатационные расходы	286089893

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном проекте рассмотрена модернизация режима перекачки магистрального нефтепровода «Ванкор – Пурпе» протяженностью 556 км.

Были детально рассмотрены следующие задачи:

- изучение характеристик и особенностей эксплуатации магистрального нефтепровода «Ванкор – Пурпе»;

- анализ методов увеличения объема транспортируемого продукта;

- сравнение и выбор оптимального метода увеличения объема перекачки;

В расчетной части было сделано следующее:

- подобраны соответствующие заданному объему перекачки насосные агрегаты ;

- проведен гидравлический расчёт трубопровода;

- достигнут требуемый напор и производительность головной нефтеперекачивающей станции.

Так же, помимо вышеперечисленных в процессе написания БР были решены следующие задачи:

- обеспечена промышленная безопасности и экологичность проекта;

- составлена смета затрат на модернизацию данного магистрального трубопровода.

На основе вышеизложенных данных, следует заключить о том, что цель, поставленная в данной ВКР достигнута, поскольку все задачи выполнены.

Проведение реконструкции магистрального нефтепровода позволяет обеспечить требуемый объем перекачки транспортируемого продукта в 33 млн.т./год.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

МН – Магистральный нефтепровод;

ГНПС – Головная нефтеперекачивающая станция;

ПНПС – Промежуточная нефтеперекачивающая станция;

НПС – Нефтеперекачивающая станция;

КНПС – Конечная нефтеперекачивающая станция;

КИП – Контрольно-измерительный прибор;

ЧС – Чрезвычайная ситуация.

МНА – Магистральный насосный агрегат

ПНА – Подпорный насосный агрегат

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 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.
- 2 Васильев, Г. Г. Трубопроводный транспорт нефти: Учебник для вузов / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак; Под ред. С. М. Вайнштока. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2002. - 407 с.
- 3 Абдурашитов, О. А. Насосы и компрессоры. – М.: Недра, 1974. – 296 с.
- 4 Данилов, А. М. Применение присадок в топливах для автомобилей: справ.изд. / А. М. Данилов. – Москва : Химия, 2000. – 232 с.
- 5 Противотурбулентная присадка M-FLOWTREAT [Электронный ресурс]: сайт производителя присадок // ООО «Миррико». – Режим доступа: <http://www.mirrico.ru>.
- 6 Трубопроводный транспорт нефтепродуктов : учеб.пособие по вопросам теории расчета / И. Т. Ишмухаметов, С. Л. Исаев, М. В. Лурье, С. П. Макаров. – Москва : Нефть и газ, 1999. – 300 с.
- 7 Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Справочное пособие: в 2 т. / под общ.ред. Ю. В. Лисина. – М. : ООО «Издательский дом Недра» , 2017. – Т. 1. – 494 с
- 8 Коршак, А. А. Основы нефтегазового дела /А. А. Коршак, А. М. Шаммазов – Уфа: ДизайнПолиграфСервис 2005. – 527 с.
- 9 Байков, Н. М. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды /Н.М. Байков. – М.: «Недра», 1981. - 264 с.
- 10 Пути и методы снижения вязкости нефти / А.Н. Мячугин
- 11 ГОСТ 12.0.003 Системы стандартов безопасности труда. Опасные производственные факторы. – Введ. 01.01.1976. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1976. – 4 с.
- 12 Трудовой кодекс Российской Федерации. В ст.221 [Электронный ресурс] :федер. закон от 24.07.1998 N 125-ФЗ (ред. от 29.07.2017). Справочная

правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа:
<http://www.consultant.ru>

13 СНиП 23-01 – 99* «Строительная климатология». – Введ. 01.01.2003. – Москва : Минрегион России, 2003. – 113 с.

14 СанПиН 2.2.4.548 – 96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений». – Введ. 01.10.1996. – Москва : Госкомсанэпиднадзор России, 1999. – 12 с.

15 СанПиН 2.2.3.1384 – 03 «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ». – Введ. 30.03.1999. – Москва : Минздрав России, 1999. – 127с.

16 ГОСТ 12.4.115 – 82 «ССБТ. Средства индивидуальной защиты работающих. Общие требования к маркировке». – Введ. 01.01.83. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1983. – 3 с.

17 ГОСТ 12.1.013 – 78 «ССБТ. Строительство. Электробезопасность. Общие требования». – Введ. 01.01.1980. – Москва : Госстандарт СССР, 1980. – 4 с.

18 СНиП 23-05 – 95 «Естественное и искусственное освещение». – Введ. 01.01.1992. – Москва : Стандартинформ, 1995. – 83 с.

19 ГОСТ Р 51858 – 2002 Нефть. – Введ. 08.01.2002. – Уфа : ИПК Издательство стандартов, 1976. – 4 с.

20 СП 12.13.130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Актуализированная редакция СП 12.13130.2009». – Введ. 25.03.2009. – Москва : ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 31с.

21 Магистральный насос НМ7000-210-2.1[Электронный ресурс]: АО «ТНН» – Режим доступа : <https://pumps.transneft.ru/prodykciya/magistralnie-nasosnie-agregati/>

22 Подпорный насос 5000-120-М [Электронный ресурс]: ТК «УралГидроТех» - Режим доступа : <https://www.xn--80agdenqkfv8a.xn--p1ai/>

23 Пульс цен [Электронный ресурс]: база данных. – Режим доступа: <http://krasnoyarsk.pulscen.ru>.

24 Официальный сайт «Электродвигатель-НК» [Электронный ресурс] : база данных содержит каталог промышленного оборудования. – Режим доступа: <http://el-dvigatel.ru>.

25 Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний [Электронный ресурс] :федер. закон от 6.11.2011. № 300-ФЗ // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

26 О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации [Электронный ресурс] :федер. закон от 14.04.1995. № 41-ФЗ // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

27 Интернет-сервис по поиску работы «jooble» [Электронный ресурс]: база данных содержит информацию о рабочих вакансиях машиниста технологических насосов. – Режим доступа: <https://ru.jooble.org/работа-машинист-технологических-насосов>.

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


«24» июня 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Модернизация режима перекачки нефти по магистральному нефтепроводу

Руководитель

 23.06.21

зав.кафедрой, доцент, канд. техн. наук А.Н. Сокольников

Выпускник

 21.06.21

И. В. Сбитнев

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Модернизация режима перекачки нефти по магистральному нефтепроводу»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть



И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер



О. Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа на тему «Модернизация режима перекачки нефти по магистральному нефтепроводу» содержит 58 страниц текстового документа, 5 листов графического материала, 27 использованных источников.

МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД, ТРУБОПРОВОДНАЯ СИСТЕМА, НАСОСНЫЙ АГРЕГАТ, ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНАЯ ПРИСАДКА, НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩАЯ СТАНЦИЯ.

Объектом исследования являются методы увеличения пропускной способности магистрального нефтепровода.

Целью данной работы является анализ и подбор оптимального метода увеличения объёма транспортируемого продукта без изменения геометрических параметров трубопровода на основе магистрального трубопровода Ванкор-Пурпе.

В ходе работы были поставлены следующие задачи:

- изучить характеристики и особенности эксплуатации магистрального нефтепровода «Ванкор-Пурпе»;
- рассмотреть методы увеличения объёма транспортируемого продукта;
- определить оптимальный вариант увеличения и произвести необходимые расчёты;
- рассмотреть вопросы безопасности и экологичности проекта;
- рассчитать экономический эффект предлагаемого метода.

В выпускной квалификационной работе проводится анализ методов, позволяющих увеличить годовой объём перекачки нефти. После выполнения анализа и выбора оптимального метода производится необходимый расчёт, который обосновывает выбор метода замены насосных агрегатов.