

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

Институт нефти и газа

Базовая кафедра химии и технологии природных энергоносителей и
углеродных материалов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

В.П. Твердохлебов

подпись

« 23 » июня 20 16г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

18.03.01 «Химическая технология»

Проект нефтеперекачивающей станции производительностью 6 млн. тонн

в год

Руководитель

подпись, дата

д.х.н., профессор

В.П. Твердохлебов

Выпускник

подпись, дата

23.06.16

И.Д. Шишлянников

Консультант по
разделу:

Технологическая часть

подпись, дата

Н.В. Дерягина

Нормоконтролер

подпись, дата

д.х.н., профессор

В.П. Твердохлебов

Красноярск 2016

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

Институт нефти и газа

Базовая кафедра химии и технологии природных энергоносителей и
углеродных материалов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой
В. П. Твердохлебов


подпись

« 10 » мая 2016 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студенту Шишлянникову Илье Дмитриевичу

Группа НБ 12-09 Направление (специальность) 18.03.01 Химическая технология

Тема выпускной квалификационной работы: проект нефтеперекачивающей производительностью 6 млн. тонн в год

Утверждена приказом по университету № 6149/К от 10.05.2016

Руководитель ВКР В. П. Твердохлебов, профессор, доктор химических наук

Исходные данные для ВКР: характеристика обезвоженного образца нефти Ванкорского месторождения

Перечень разделов ВКР: Реферат. Содержание. Введение. Техно-экономическое обоснование. Технологические решения. Строительные решения. Безопасность и экологичность проекта. Заключение. Список использованных источников

Перечень графического материала: Генеральный план. Технологическая схема НПС. Чертёж насоса магистрального НМ 1250-260. Профиль трассы нефтепровода.

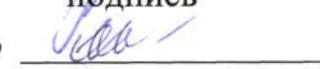
Руководитель ВКР



В. П. Твердохлебов

подпись

Задание принял к исполнению



И. Д. Шишлянников

подпись

« 10 » 05 2016 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «проект нефтеперекачивающей станции производительностью 6 млн. тонн в год» содержит 70 страниц текстового документа, 45 использованных источников, 4 иллюстрации, 5 таблиц, 45 формул.

Данный проект также содержит разделы: введение, технико-экономическое обоснование, технологические решения, строительные решения, безопасность и экологичность проекта, заключение, список используемых источников.

НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩАЯ СТАНЦИЯ, МАГИСТРАЛЬНЫЙ НАСОС, НЕФТЬ, МАГИСТРАЛЬНЫЙ ТРУБОПРОВОД, ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ, НЕФТЕПРОВОД.

Цели работы:

- проведение гидравлического расчета нефтепроводов и насосов для нефтеперекачивающей станции;
- подбор необходимых агрегатов и оборудования НПС;
- компоновка насосного цеха;
- проектирование чертежей генерального плана, магистрального насоса, трассы нефтепровода и технологической схемы станции.

В результате проведения работы была спроектирована нефтеперекачивающая станция с производительностью 6 млн. тонн нефти в год. Были подобраны насосные агрегаты, а именно: магистральные и подпорные насосы. Создан генеральный план станции, учитывающий современные экологические стандарты и требования к сооружениям. Разработана технологическая схема НПС, включающая в себя создание рациональной системы внутрисканционных коммуникаций с установленными на них основным и вспомогательным оборудованием.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1 Технико-экономическое обоснование	6
1.1 Общая характеристика предприятия	6
2 Технологические решения	7
2.1 Эксплуатация магистральных трубопроводов	8
2.2 Характеристика основных объектов НПС.....	11
2.3 Гидравлический расчет нефтепровода	17
2.4 Подбор основного оборудования НПС	27
2.5 Технологическая схема НПС	38
3 Строительные решения	42
3.1 Выбор района строительства.....	44
3.2 Характеристика района строительства	45
3.3 Конструктивные элементы.....	46
3.4 Генеральный план нефтеперекачивающей станции	47
3.5 Территория НПС и ее благоустройство	50
4 Безопасность и экологичность проекта	51
4.1 Проектные решения по обеспечению безопасности труда.....	51
4.2 Санитарные требования к помещению и оборудованию.....	52
4.3 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	54
4.4 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.	59
4.5 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	61
4.6 Экологичность проекта	63
Заключение	66
Список использованных источников	67

ВВЕДЕНИЕ

Существует несколько видов транспорта нефти, газа и нефтепродуктов, например: автомобильный, водный, железнодорожный и трубопроводный. В зависимости от расстояний, расположения источников сырья и конечных потребителей, трудозатрат, логистических издержек, что в совокупности составляет экономическую рентабельность. Поэтому используют различные виды транспорта, с целью создания наиболее рациональных путей доставки сырья [1].

Трубопроводный транспорт нефти является важнейшим сегментом производственных цепочек топливно-энергетического комплекса Российской Федерации. Ввиду относительно простого технологического и аппаратного оформления трубопроводы по праву заняли лидирующее место, по сравнению с иными способами транспортировки нефти и газа. Совокупная себестоимость транспортировки нефти магистральными трубопроводами оказывается ниже, в случае дальних расстояний (от 100-200 км), что позволяет сократить издержки, и, в конечном итоге положительно повлиять на стоимость конечных продуктов (нефти и нефтепродуктов, в случае НПЗ).

В строительстве современных трубопроводов необходимо учитывать все проблемы, возникающие при прокладке в труднодоступных районах с неблагоприятными климатическими условиями. Следовательно, возникают трудноразрешимые задачи, требующие серьезных инженерных, геологических, строительных и иных решений. Затраты на строительство трубопроводов повышаются и с все более частым введением новых стандартов качества [2].

Надежность магистральных трубопроводов закладывается на стадии проектирования и обеспечивается соблюдением рекомендаций нормативных документов при их проектировании (строительных норм и правил, норм технологического проектирования) и выполнением технических требований по обслуживанию, строительству и эксплуатации [3].

В настоящее время трубопроводный транспорт в отличается интенсивным развитием, в связи с чем в больших объемах ведется проектирование объектов в состав которых входят наиболее важные части нефтегазовой промышленности, а именно: нефтеперекачивающие и компрессорные станции, без которых невозможны поставки нефти от мест добычи до потребителей [4].

Нефтеперекачивающая станция (НПС) представляет собой сооружения, которые размещены в начале магистрального нефтепровода или его отдельного участка. Это сложный комплекс инженерных сооружений, предназначенный для создания необходимого рабочего давления в магистральных нефтепроводах. В неё входит насосная станция, резервуарный парк, технологические трубопроводы, котельная, электроподстанция, водоснабжение, канализация, подсобные, административные здания и прочее. При последовательной перекачке нефти она также оборудуется лабораторией, которая отвечает за качество нефти. Головная станция также снабжается подогревающими устройствами.

Расстояние между станциями определяют путем гидравлического расчета в зависимости от рабочего давления и пропускной способности нефтепродуктопровода.

На основании вышеизложенного для выполнения работы были сформулированы следующие задачи:

- разработать рациональную технологическую схему станции;
- произвести подбор основного оборудования нефтеперекачивающей станции и насосов;
- произвести расчет технологических трубопроводов и магистральных и подпорных насосов;
- спроектировать чертежи генерального плана, магистрального насоса, трассы нефтепровода и технологической схемы станции.

1 Технико-экономическое обоснование

1.1 Общая характеристика предприятия

Нефтеперекачивающая станция (НПС) является важнейшим предприятием топливно-энергетического комплекса, реализовывающим транспортировку Ванкорской нефти по сети магистральных трубопроводов. Нефти Ванкорского месторождения битуминозные, малосернистые, смолистые, вязкие, малопарафинистые с низкой температурой застывания. Мощность станции – 6 млн. тонн нефти в год.

При размещении установки нужно учесть все возможные затраты, начиная от расходных материалов, и завершая стоимостью транспортировки нефти.

Значительная часть энергоресурсов многих наций транспортируется по трубопроводам. Экономики большего числа стран зависят от бесперебойной работы этих линий [5].

Технико-экономическое обоснование проекта включает в себя: выбор места постройки, площадки, необходимых коммуникаций. Правильный выбор точки строительства объекта окажет огромное влияние на доходы и расходы предприятия в целом, определяя временные, трудовые затраты, а также издержки, понесенные в дальнейшем, после ввода объекта в эксплуатацию.

При технико-экономическом обосновании проекта и его расположения должны быть рассмотрены по следующим критериям:

- наличие энергоресурсов;
- транспортных магистралей и сетей;
- инфраструктура;
- обеспечение высокого уровня жизни персонала;
- потребность в продукции;
- размещение предполагаемого источника сырья;
- наличие рынка сбыта.

Проектом предусмотрено следующее место строительства станции: Хабаровский край, п. Сельгон. Это обусловлено следующими причинами:

- расположение вблизи магистрального нефтепровода ВСТО;
- наличие доступа к Транссибирской магистрали и трассам федерального значения;
- близость к важнейшей водной транспортной сети региона – р. Амур;
- высокая степень электрификации местности и доступ к крупным источникам энергоресурсов;
- близость к г. Хабаровск, следовательно, достаточное количество трудовых ресурсов и высококвалифицированных кадров для нужд предприятия.

Хабаровский край получит дополнительный социально-экономический эффект уже на этапе сооружения трубопровода — в виде заказов для новой стройки, подрядных организаций, налоговых отчислений, создания рабочих мест.

2 Технологические решения

На нефтеперекачивающей станции, в основном, устанавливается следующее оборудование:

- подпорные и магистральные насосы;
- фильтры грязеуловители;
- резервуары, входящие в резервуарный парк;
- система водоснабжения;
- системы электроснабжения, пожаротушения, телемеханики, связи и автоматизированного контроля за технологическим процессом;
- узел учёта нефти;
- печи, где подогревается нефть, поступающая с нефтепромыслов, либо иных источников сырья;
- технологический трубопровод, включающий местные и внутренние трубопроводы;

- а также различные сооружения, здания, предназначенные для удовлетворения бытовых и производственных нужд.

2.1 Эксплуатация магистральных нефтепроводов

Трубопровод, предназначенный для перекачки нефтей, называется нефтепроводом.

Условно существует три типа трубопроводов: местные, внутренние и магистральные.

Внутренние нефтепроводы находятся внутри чего-либо: промыслов (внутрипромысловые), нефтебаз (внутрибазовые), нефтеперерабатывающих заводов (внутризаводские). Длина их невелика. Местные нефтепроводы соединяют различные части транспортной системы: нефтедобывающие буровые скважины и головные станции магистрального нефтепровода, нефтепромысел и пункт налива железнодорожных цистерн, либо кораблей. Длина местных нефтепроводов больше, чем внутренних и доходит до порядка десятка и сотни километров. К магистральным нефтепроводам (МНП) причисляются трубопроводы длиной больше 50 км и размерами от 219 до 1220 мм включительно, используемые для отправки товарной нефти из месторождений до мест потребления или передачи на другой вид транспорта.

В таблице таблице 1 магистральные газопроводы в зависимости от рабочего давления в трубопроводе подразделяются на два класса:

Таблица 1 – Классы магистральных газопроводов в зависимости от рабочего давления.

Рабочее давление	Класс газопровода
Свыше 2,5 Мпа до 10,0 МПа	I
Свыше 1,2 Мпа до 2,5 МПа	II

Магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы в зависимости от диаметра трубопровода подразделяются на четыре класса, мм:

- I, при условном диаметре свыше 1000 до 1200 включительно;
- II, то же, свыше 500 до 1000 включительно;
- III, то же, свыше 300 до 500 включительно;
- IV, 300 и менее.

В таблице 2 приведены классы магистральных нефтепроводов в зависимости от вида прокладки и функционального и эксплуатационного назначения трубопровода.

Таблица 2 – Классификация магистральных нефтепроводов в зависимости от типа прокладки

Назначение трубопровода	Категория трубопровода при прокладке	
	подземной	наземной и надземной
для транспортирования нефти		
Диаметром менее 700 мм	IV	III
Диаметром 700 мм и более	III	III
В северной строительно-климатической зоне	III	III

Кроме того, нефтепроводы делят на категории, которые учитываются при расчете толщины стенки, выборе испытательного давления, а также при определении доли монтажных сварных соединений, подлежащих контролю физическими методами.

Обычно нефтепроводы диаметром менее 700 мм относятся к IV категории, а диаметром 700 мм и более - к III-ей. Однако отдельные участки нефтепровода, проложенные в особых условиях, могут иметь и более высокую категорию (I, II, V). Так, переходы нефтепроводов через водные преграды имеют категории V и I, переходы через болота различных типов - V, II и III, переходы под автомобильными и железными дорогами - I и III и т.д.

Поэтому толщина стенки магистральных нефтепроводов неодинакова по длине.

Основные объекты и сооружения магистрального нефтепровода.

Магистральный нефтепровод в общем случае, состоит из следующих комплексов сооружений:

- подводящие трубопроводы;
- головная и промежуточные нефтеперекачивающие станции (НПС);
- конечный пункт;
- линейные сооружения.

Подводящие трубопроводы связывают источники нефти с головными сооружениями МНП.

Конечным пунктом магистрального нефтепровода обычно является нефтеперерабатывающий завод или крупная перевалочная нефтебаза.

К линейным сооружениям магистрального нефтепровода относятся:

- собственно трубопровод (или линейная часть);
- линейные задвижки;
- средства защиты трубопровода от коррозии (станции катодной и протекторной защиты, дренажные установки);
- переходы через естественные и искусственные препятствия (реки, дороги и т.п.);
- линии связи;
- линии электропередачи;
- дома обходчиков;
- вертолетные площадки;
- грунтовые дороги, прокладываемые вдоль трассы трубопровода.

Трубопровод - основная составляющая магистрального нефтепровода - представляет собой трубы, сваренные в 'нитку', оснащенные камерами приема и пуска скребков, разделителей, диагностических приборов, а также трубопроводы-отводы.

Магистральные нефтепроводы предназначены для транспорта нефти из районов ее добычи в морские, речные, железнодорожные пункты налива и на нефтеперерабатывающие заводы, а магистральные нефтепродуктопроводы -

для транспорта нефтепродуктов из районов их производства до наливных станций или баз, расположенных в местах потребления. На магистральных нефте- и нефтепродуктопроводах строят насосные перекачивающие станции (НПС) двух видов: головные и промежуточные.

Головные станции располагаются в начале трубопровода и служат для перекачки нефти или нефтепродуктов из резервуарных парков в магистральный трубопровод. Промежуточные станции предназначены для повышения давления перекачиваемых продуктов в магистральном трубопроводе. В соответствии с назначением указанных станций в состав сооружений головной НПС всегда входят резервуарный парк и подпорная насосная станция, совмещенная с основной насосной или расположенная в отдельном здании. Подпорная насосная служит для подачи жидкости на вход основных насосов, так как при откачке из безнапорных резервуаров основные насосы не могут работать без предварительного создания давления жидкости на их входе.

При эксплуатации нефтеперекачивающей станции необходимо проводить регулярный контроль, профилактику и ремонт оборудования, а также приборов, следящих за безопасным состоянием объектов хранения, исключать попадания поверхностных стоков (паводковых, дождевых и талых вод) без предварительной очистки в окружающую природную среду, включать в должностную инструкцию работников пунктов об охране окружающей среды [6].

2.2 Характеристика основных объектов НПС

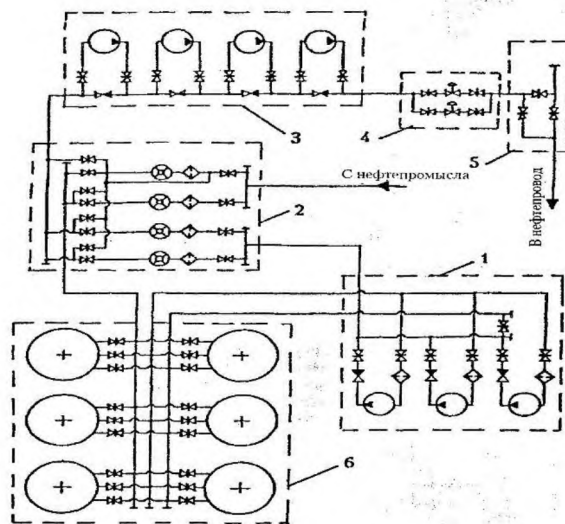
Нефтеперекачивающие (насосные) станции подразделяются на головные (ГНПС) и промежуточные (ПНПС). Головная нефтеперекачивающая предназначена для приема нефти с установок её подготовки на промысле или из других источников и последующей закачки нефти в магистральный нефтепровод. Промежуточные станции обеспечивают 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 учёта нефти с фильтрами; магистральная насосная; узел регулирования давления и предохранительные устройства; камеры пуска и приёма устройств очистки; технологическая трубопроводная система с запорной арматурой.

Вторая группа объектов включает: понижающую трансформаторная станция с устройствами распределения (щитами); комплекс построек, регулирующих водоснабжение станции; каскад канализационных сооружений по очистке промышленных и бытовых стоков; теплосети и теплоснабжающие печи и котельные; лабораторный и инженерный корпуса; система пожаротушения и пожарная станция; узел связи и коммуникаций; слесарные мастерские; помещения ремонта и наладки контрольно-измерительных приборов (КИП); гараж; склады; административный и хозяйственный блоки и т.д.

Головная нефтеперекачивающая станция — система сооружений, размещаемый в начале магистрального нефтепровода или его отдельного эксплуатационного участка и предназначенный для накопления и перекачки по трубопроводу нефти и нефтепродуктов. В головную нефтеперекачивающую станцию, помимо объектов, представленных на технологической схеме ГНПС, изображенной на рисунке 1, входят также:

- сеть технологических трубопроводов;
- электроподстанция;
- котельная;
- объекты водоснабжения и канализации,
- подсобные и административные здания, культурно-бытовые объекты и др.



На схеме представлены: насосные станции (1 – основная, 3 – подпорная); 2 – горизонтальная фильтрующая установка; 4 – узел регулирования давления; 5 – узел учета нефти; 6 – парк резервуаров;

Рисунок 1 – Технологическая схема ГНПС

Насосные станции оборудуют центробежными насосами с подачей до $12500 \text{ м}^3/\text{ч}$. Количество насосов на основной станции 3–4, один из них — резервный. Соединение насосов, как правило, последовательное. В качестве привода преимущественно применяются электродвигатели мощностью до 8000 кВт. Подпорные насосы на станции производят избыточное давление на входе магистральных насосов, необходимое для их бескавитационной работы. Резервуарный парк головной нефтеперекачивающей станции включает металлические и железобетонные резервуары с единичным объёмом $50\,000 \text{ м}^3$. Вместимость парка зависит от объёма перекачки, а при последовательном её характере от числа циклов. Технологические трубопроводы головной нефтеперекачивающей станции оборудуются переключающими, предохранительными и регулирующими устройствами, обеспечивающими приём нефти и нефтепродуктов, очистку их от механических примесей, замер и учёт их количества, защиту трубопроводов и резервуарного парка от повышения давления, регулирование давления на выходе станции, периодический запуск специальных устройств для очистки внутренней полости

трубопровода. Схема технологических трубопроводов обеспечивает работу насосов в любых сочетаниях, а также возможность прямой, обратной и внутривысостанционной перекачки.

Головная нефтеперекачивающая станция при последовательной перекачке нефтепродуктов оборудуется специальной лабораторией по контролю качества нефтепродуктов и приборами для быстрого и точного определения концентрации одного нефтепродукта в другом. Головная нефтеперекачивающая станция трубопровода, по которому перекачивают подогретые нефти, снабжается подогревательными устройствами (печами, теплообменниками). При сооружении магистральных трубопроводов применяются блочно-комплектные насосные станции, включающие набор отдельных блоков технологического, энергетического и вспомогательного и функционального применения, а также общая конструкция, укрывающая магистральные насосные агрегаты с узлами обвязки их местной системой трубопроводов и прочих сооружений и коммуникаций. Технологическое оборудование, агрегаты, контрольно-измерительные установки располагаются в блок-боксах, монтажных блоках и блок-контейнерах, которые изготавливают и собирают на мощностях заводов, а затем в законченном виде перемещают к месту стройки.

На головных нефтеперекачивающих станциях производятся важнейшие технологические операции: приём и учёт нефти; краткосрочное хранение нефти в резервуарном парке; внутривысостанционная перекачка нефти (из резервуара в резервуар); откачка нефти в магистральные трубопроводы; пуск в трубопровод очистительных скребков и устройств диагностики. На ГНПС может производиться закачка нефти из других источников сырья, например, из других нефтепроводов или попутных нефтебаз, или буровых.

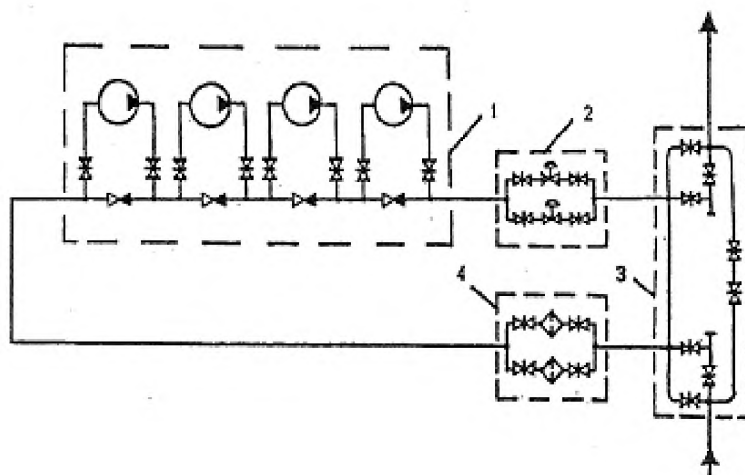
Промежуточные НПС служат для обновления гидравлической энергии, потраченной потоком на нивелирование сил трения, в целях обеспечения дальнейшей перекачки сырья. Промежуточные НПС размещают по трассе

трубопроводов согласно гидравлическим расчетам (а именно: через каждые 50...200 км).

На промежуточных нефтеперекачивающих станциях создается увеличение напора транспортируемого нефтяного сырья с целью обеспечения её дальнейшей перекачки. При работе ПНПС “из насоса в насос” (т.е. режиме, при котором конец предыдущего участка нефтепровода подключен непосредственно к линии всасывания насосов следующей НПС) промежуточные НПС не имеют резервуарных парков; в других случаях, когда перекачка ведется через резервуарный парк или с подключенными резервуарами, такие парки на ПНПС предусмотрены. На ПНПС устанавливаются также системы сглаживания волн давления, узлы регулировки давления и защиты от гидравлических ударов, специальная запорная арматура.

Принципиальная технологическая схема промежуточной НПС приведена на рисунке 2. Она включает магистральную насосную, площадку регуляторов давления, площадку пуска и приема скребков, а также площадку с фильтрами-грязеуловителями. Нефть, поступающая из магистрального трубопровода, сначала проходит через фильтры-грязеуловители (ФГУ), затем получает в насосах энергию, необходимую для дальнейшей перекачки, и после регулирования давления на площадке 2 закачивается в следующий участок магистрального нефтепровода.

Кроме технологических сооружений на головной и промежуточных НПС имеются слесарная мастерская, понизительная трансформаторная подстанция, котельная, объекты водоснабжения и водоотведения, подсобные и административные помещения и т.д. На рисунке 2 представлена типовая технологическая схема промежуточной нефтеперекачивающей станции, где:



На схеме представлены: 1 - основная насосная; 2 - помещение с регулирующими клапанами; 3 - устройство приема и пуска скребка; 4 - площадка с фильтрами-грязеуловителями.

Рисунок 2 - Технологическая схема ПНПС

Как правило, магистральные нефтепроводы разбивают на так называемые эксплуатационные участки с протяженностью 400 – 600 км, состоящие из 3 – 5 участков, разделенных ПНПС, работающих в режиме “из насоса в насос”, и, следовательно, гидравлически связанных друг с другом.

В то же время эксплуатационные участки соединяются друг с другом через резервуарные парки, так что в течение некоторого времени каждый эксплуатационный сегмент может вести перекачку независимо от соседних участков, используя для этого запас нефти своих резервуаров. Для снижения затрат на сооружение НПС используется метод блочно-комплектного или блочно-модульного их исполнения. Главное преимущество этого метода достигается тем, что на территории станций практически отсутствуют сооружения из кирпича, бетона или железобетона. Все оборудование станции, включая автоматику, входит в состав функциональных блоков, монтируется и испытывается на заводе, затем в транспортабельном виде доставляется на строительную площадку. При этом блочно-модульные НПС могут быть открытого типа, т.е насосные агрегаты вместе со всеми системами могут

$$n \cdot H'_{\text{НАС}} + h \leq \frac{P_{\text{Н}}}{\rho_t \cdot g} \Rightarrow 2 \cdot 172 + 74 \leq \frac{18 \cdot 10^6}{903,7 \cdot 9,81},$$

Условие $418 \leq 1994$ по сохранению прочности корпуса насоса выполняется.

Расчетное число рабочих насосов выполняет условие сохранения прочности насоса и трубопровода.

2.5 Технологическая схема НПС

На нефтеперекачивающих станциях предусмотрены различные оборудование, начиная от магистральных насосов, и заканчивая средствами очистки и диагностики трубопроводов.

Принимаемая с промыслов нефть проходит предварительную очистку от механических примесей с помощью фильтров-грязеуловителей, затем проходит узел предохранительных клапанов, потом поступает на узел.

Для защиты оборудования узла учета и фильтров-грязеуловителей от повышенного давления на приеме устанавливаются предохранительные устройства прямого действия.

Перекачивающую станцию с магистральным нефтепроводом связывает узел подключения к магистрали, оборудованный в нашем случае камерой скребка.

Так как основным сырьем является нефть, то необходимо знать её физико-химические свойства, для того, чтобы правильно рассчитать необходимые параметры станции и составить рациональную технологическую схему.

Нефти Ванкорского месторождения битуминозные, малосернистые, смолистые, вязкие, малопарафинистые с низкой температурой застывания.

В таблице 3 представлены физико-химические характеристики перекачиваемой нефти.

Таблица 3 - Физико-химические свойства обезвоженного образца нефти Ванкорского месторождения.

Наименование показателя	Значение показателя
Плотность при температуре 20 °С, кг/м ³	901,4
Массовая доля серы, %	0,173
Массовое содержание асфальтенов, %	0,3
Массовое содержание парафина, %	1,7
Массовое содержание силикагелевых смол, %	9,5
Кинематическая вязкость при 50 °С, мм ² /с	19,65
Температура застывания, °С	-46
Массовая доля сероводорода, ppm	менее 2,0
Массовая доля метил - и этилмеркаптанов в сумме, ppm	менее 2,0
Температура плавления парафина, °С	+ 58

Для поддержания требуемого давления в магистрали на выходе основной насосной предусмотрен узел регулирования давления методом дросселирование при помощи регулирующей заслонки.

Насосы НПС работают по системе «из насоса в насос», два рабочих, один резервный.

В зависимости от рельефа трассы на трубопроводе с интервалом 10-30 км устанавливаем задвижки для перекрытия участков в случае аварии или ремонта [2].

Технологическая схема НПС позволяет выполнять следующие операции:

- перекачку нефти по схеме «из насоса в насос»;
- очистку перекачиваемой нефти от механических примесей и парафино-смолистых отложений с помощью фильтров - грязеуловителей и сетчатых фильтров;
- прием нефти при сбросе от предохранительного устройства в аварийные резервуары;
- поддержание заданных величин давления минимального на входе и максимального на выходе магистральной насосной регулированием давления

методом дросселирования.

Технологические схемы НПС являются однотипными и включают в себя следующий состав сооружений:

- фильтры-грязеуловители и фильтры сетчатые;
- магистральная насосная;
- дренажные емкости;
- узел регуляторов давления;
- аварийные резервуары;
- узел с предохранительными устройствами;
- технологические трубопроводы.

На входе НПС устанавливаются фильтры-грязеуловители диаметром 530 мм (по диаметру трубопровода). Фильтр-грязеуловитель предназначен для очистки нефти от относительно крупных механических включений перед подачей жидкости на вход насосных агрегатов. Состояние фильтров при их эксплуатации контролируются с помощью манометров, установленных до и после фильтра. Но такой способ определения степени загрязнения является не точным, так как при определении перепада давления сказывается погрешность измерения. Наиболее точное измерение производится с помощью датчика перепада давления. При перепаде давления 0,05 МПа, необходимо производить чистку фильтра. Для этого фильтр отключают, закрыв задвижки, нефть дренируют в погружную ёмкость через дренажный патрубок и через люк механические скопления удаляют. Если перепад давления составляет менее 0,02 МПа, это свидетельствует о повреждении фильтрующего элемента.

Насосная станция оснащается насосными агрегатами НМ 1250-260 в количестве 3 штук (2 рабочих, 1 резервный), $Q=692$ м³/ч, $H=260$ м.

Помимо основного трубопровода на территории НПС проложены вспомогательные трубопроводы, которые относятся к системе промышленной канализации и к системе сбора и откачки утечек.

При выводе в ремонт технологического оборудования производится дренаж нефти в специально отведённые для этих целей погружные ёмкости. В

эти же ёмкости проводится сбор нефти из камер утечек насосных агрегатов, в которых собирается нефть в случае пропуска торцевых уплотнений. Такими системами сбора нефти оборудуются как промежуточные, так и головные нефтеперекачивающие станции.

На головных НПС нефть из погружных емкостей с помощью погружных насосов откачивается в один из резервуаров резервуарного парка.

На промежуточных станциях система откачки утечек объединяется с системой сброса ударной волны. При срабатывании системы гашения ударной волны нефть поступает в специально отведённую для этих целей ёмкость.

На некоторых НПС сбор утечек нефти из торцевых уплотнений, дренажа нефти из оборудования и сброс энергии ударной волны поступает в одну общую заглубленную ёмкость (ёмкость до 500 м).

Рассмотрим два варианта реализации система откачки утечек.

Откачка нефти из емкостей производится автоматически при помощи погружного насоса, установленного на горловине, во всасывающий трубопровод подпорной насосной.

Узел с предохранительными устройствами предназначен для защиты коммуникаций резервуарного парка от повышения давления. Располагается в укрытии.

Узел регулирования давления предназначается для поддержания давления в трубопроводе на выходе НПС в заданных пределах.

Узел регулирования имеет две рабочие линии и байпасную линию.

Регуляторы давления размещаются в укрытии.

3 Строительные решения

Трубопроводный транспорт нефти - важнейшей частью топливно-энергетического комплекса, осуществляющего жизнеобеспечение населения и обеспечивающего нормальное функционирование хозяйственных объектов России.

К трубопроводам, выполняющим функции связующих артерии между промыслами и потребителями, которые находятся на расстоянии нескольких тысяч километров друг от друга, предъявляются следующие основные требования:

- обеспечение необходимой (расчетной) пропускной способности трубопровода при гарантированной конструктивной надежности;
- осуществление безопасности функционирования объектов системы, в том числе в экстремальных условиях;
- использование высоконадежного и долговечного оборудования с учетом его резервирования
- применение при строительстве проектных решений, обеспечивающих минимизацию последствий аварийных ситуаций;
- контроль качества работ, исключающих преждевременный выход систем трубопроводного транспорта из режима нормальной эксплуатации
- экологическая безопасность окружающей среды при строительстве и эксплуатации систем трубопроводного транспорта.
- использование материалов, инженерных решений и методов строительства, повышающих коррозионную стойкость трубопроводов;
- применение средств телемеханики для локализации аварийных ситуаций;
- использование конструктивных решений, обеспечивающих высокий уровень ремонтпригодности основных элементов трубопроводного транспорта;
- применение организационных решений и технологических методов строительства, исключающих активное воздействие на состояние окружающей среды [3].

Строительство НПС магистральных трубопроводов отличается большой трудоемкостью, необходимостью выполнять различные по объему и характеру строительные, монтажные и специальные работы в разных природно-климатических зонах. Значительный объем работ требует привлечения

больших материальных затрат и трудовых ресурсов. Привлечение трудовых ресурсов при строительстве НПС в отдельных районах затруднено из-за отсутствия социальной инфраструктуры. В связи с этим большое значение имеют снижение капитальных, эксплуатационных затрат при строительстве и эксплуатации НПС, сокращение сроков их строительства.

При проектировании нефтеперекачивающих станций площадка под строительство должна быть удалена от жилой и промышленной зоны на безопасное расстояние, а также должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие нейтрализацию вредного воздействия объектов хранения, технологической обработки и транспортирования нефти и газа на воздушную, водную и грунтовую среду.

Отметки проезжей части дорог должны быть выше максимального расчетного уровня разлившейся нефти при аварийных ситуациях. Выбросы газа и паров нефти должны быть сведены к минимуму посредством использования новейшей техники и методов эксплуатации. НПС должна иметь системы молниезащиты, согласно требованиям норм и стандартов.

Проект производства работ и технологические карты должны быть разработаны с учетом особенностей строительства и соблюдения мероприятий по охране окружающей среды [6].

Территория нефтеперекачивающей станции оборудуется надежным ограждением, исключающим несанкционированное проникновение посторонних лиц. Между объектами должны предусматриваться разрывы согласно требованиям норм пожаро- и взрывобезопасности.

На площадках, где размещаются резервуары, технологическое оборудование и задвижки, предусматриваются системы для улавливания и удаления разлившейся нефти. Все объекты для хранения и транспортирования нефти и газа должны быть оборудованы системами автоматического контроля и сигнализации.

При строительстве необходимо выполнять разработку и исполнение безопасных для окружающей среды методов испытания резервуаров и

основного технологического оборудования.

При проведении гидравлических испытаний на территории стройплощадки не допускать слива использованных вод на открытые грунтовые поверхности, предусматривая для этих целей отстойники, очистные сооружения и последующий их сброс в канализацию.

Не допускать загрязнения окружающей среды строительным мусором, а также горючесмазочными материалами и ветошью, используемых строительной техникой и транспортными средствами на территории стройплощадки.

Необходимо организовывать и проведение инструктажа среди рабочих и специалистов, находящихся на стройплощадке, по вопросам охраны природной среды и контроль выполнения, а также выполнять мероприятия по охране природы [3].

3.1 Выбор района строительства

Дальневосточный регион нуждается в качественных и дешевых продуктах нефтепереработки, а именно: высокооктановых моторных топливах, продуктах нефтехимии. Строительство магистрального трубопровода Восточная Сибирь – Тихий океан, а в дальнейшем – ответвления на Комсомольский НПЗ позволит создать инфраструктуру для снабжения нефтью региона. Что, в свою очередь, снизит затраты на транспортировку нефти к нефтеперерабатывающему заводу (Комсомольский НПЗ), а в конечном итоге себестоимость топлива уменьшится.

Проектируемая нефтеперекачивающая станция располагается в г. Хабаровск, Хабаровский край и является звеном магистрального трубопровода, соединяющего трассу Восточная Сибирь – Тихий океан и Комсомольский НПЗ. Хабаровский край обладает достаточно развитой транспортной инфраструктурой, г. Хабаровск — крупный транспортный узел региона. Также имеются автомобильные дороги федерального значения, а также имеет

преимущество транспортно-географического расположения. Поэтому данный район строительства является выгодным для осуществления транспортировки нефти.

3.2 Характеристика района строительства

Территория проектирования магистрального нефтепровода расположена в восточной части России. В рамках проекта отвода запланировано строительство 293 км линейной части, головной нефтеперекачивающей станции (НПС) с резервуарным парком 80 тыс. куб. м, двух промежуточных НПС и объектов внешнего электроснабжения. Трасса следует в северо-восточном направлении в г. Комсомольск-на-Амуре. Населенные пункты, находящиеся вблизи проходящего трубопровода - п. Петропавловка, д. Вятское, п. Маяк, п. Лидога, г. Амурск, д. Троицкое, п. Селихино.

Железнодорожные станции - Хабаровск, Комсомольск-на-Амуре, Амурск.

Трасса магистрального трубопровода проходит вблизи автодороги Р297 «Амур» с твердым покрытием.

Гидрография района строительства нефтеперекачивающей станции представлена рекой Амур и её многочисленными притоками.

Трасса проектируемого магистрального нефтепровода прокладывается в зонах с однородными геокриологическими условиями.

По характеру растительности район относится к таежной зоне с заболоченными участками. Растительность представлена: лиственницами, елью, пихтами, березами, соснами, кустарниками, на полянах и лесных лугах.

3.3 Конструктивные элементы

Большое значение при проектировании имеет выбор конструктивной схемы здания. Для одноэтажных промышленных зданий целесообразно

использовать каркасную схему, при которой все нагрузки, воспринимает

его несущий каркас, образуемый колоннами.

Для конструкций здания подбираем строительный материал, отвечающий следующим требованиям:

- прочный;
- долговечный;
- стойкости к воздействиям атмосферной среды;
- стойкости к эксплуатационным воздействиям;
- огнестойкость.

Железобетон отвечает данным требованиям.

Фундамент здания принимаем железобетонный сборный сечением 400х400 мм. Стены выполнены из крупных блоков из легких бетонов толщиной 500 мм высотой 1200 мм. Перегородки тоже из блоков толщиной 300 мм.

Покрытия промышленных зданий подвергается разнообразным воздействиям, поэтому их необходимо выполнять из материала способного сопротивляться всем силовым воздействиям, то есть должны обладать достаточной прочностью, малой деформативностью, иметь хорошие изоляционные качества. В качестве покрытий применяем конструкционные комплексные плиты, несущая часть которой выполнена из легкого конструкционного бетона марки 400 с утеплителем из ячеистых бетонов

Лестницы - металлические вертикальные шириной 600 мм для его покрытий зданий.

Двери распашные, двупольные, стальные, размером 400х300 мм.

Ворота распашные из дерева, с калиткой для прохода людей. Размер ворот 3500х3000 мм.

Полы цементно-бетонные обладают высокой прочностью.

В помещениях насосной применяем металлические окна размером 5000х3600 мм [24].

3.4 Генеральный план нефтеперекачивающей станции

Генеральный план - документация, которая является одной из важнейших частей проекта строительства, реконструкции, развития объекта, которая содержит комплексное решение вопросов его расположения, планировки и благоустройства его территории, размещения зданий, сооружений, транспортных коммуникаций, инженерных сетей [24].

Генеральный план представляет собой чертеж, на котором изображаются здания и сооружения расположенные на территории, отведенной для строительства. От правильного решения генерального плана зависит стоимость сооружения станции, ее эксплуатация, пожарная и экологическая безопасность объектов.

При выборе места расположения НПС учитываем рациональное и комплексное использование энергетических ресурсов, систем тепло- и водоснабжения, канализационных и очистных сооружений, общественного строительства района.

Требования к выбору площадки для размещения производственного объекта предъявляют в соответствии с действующими земельным, водным, лесным, градостроительным и другими законодательствами.

НПС размещаем на удаленной от населенного пункта территории.

Площадку под НПС выбираем в соответствии с проектом планировки и застройки района строительства, сравнивая технико-экономические данные различных вариантов размещения станции на других площадках района. Площадка должна быть приближена к существующим транспортным коммуникациям, а также необходимо учитывать возможное расширение станции.

НПС по отношению к ближайшим населенным пунктам размещаем ниже по течению реки Амур. Размеры площадки следует принимать максимально необходимыми, с учетом рациональной плотности застройки без излишних резервных площадей и увеличения разрыва между зданиями. Конфигурация

площадки должна обеспечивать расположение зданий и сооружений в соответствии с производственным процессом [6].

Площадку под сооружение станции выбираем с учетом следующего:

- рельеф местности пологий с явно выраженным уклоном (для обеспечения естественного водоотвода талых и ливневых вод);
- грунты на площадке обладают высокой несущей способностью и должны быть сухими (глубокий уровень грунтовых вод);
- породы, принятые за естественное основание достаточно прочные и устойчивые;
- участок не должен быть заболоченным и подвержен оползневым явлениям [7].

Для того, чтобы обеспечить наиболее рациональное размещение зданий и сооружений, а также создать безопасные и наиболее благоприятные условия труда ее работников, здания административно-хозяйственного назначения располагаем со стороны наиболее интенсивного движения автотранспорта, здания повышенной пожарной опасности - с подветренной стороны к другим зданиям, объекты вспомогательного производства размещаем по соседству с основными зданиями и сооружениями, бытовые помещения располагаем ближе к проходной, энергообъекты приближаем к основным потребителям, чтобы уменьшить протяженность тепло-, газо-, паропроводов и линий электропередач, производственные объекты с большой нагрузкой на грунт размещаем на участках с однородными, хорошо сцементированными грунтами [4].

Учитываем стороны света и преобладающее направление ветра при размещении зданий и сооружений. Так длинные стороны устройств для воздушного охлаждения циркуляционной воды располагаем перпендикулярно к преобладающему направлению ветра. Предусматриваем два выезда для станции, а также проезды и подъезды на территории, которые будут обеспечивать свободное движение в обоих направлениях, возможность подъезда грузоподъемной техники ко всем узлам технологического оборудования, а также доступ пожарных машин к каждому зданию (от края

проезжей части до стены здания принимаем расстояние 20 метров).

Производственные и вспомогательные здания и склады размещаем на территории с учетом их функционального назначения или по признаку взрывопожароопасности и пожароопасности, с учетом противопожарных разрывов [26].

При разработке проекта генерального плана промышленной площадки проработаны вопросы внешнего и внутреннего транспорта. Внешним транспортом НПЗ являются железные и автомобильные дороги, связывающие предприятие с путями сообщения общего пользования; к внутреннему транспорту относятся транспортные устройства, расположенные на территории НПС.

К зданиям, сооружениям и строениям производственных объектов по всей их длине обеспечиваем подъезд пожарных автомобилей с одной стороны - при ширине здания, сооружения или строения не более 18 м; с двух сторон - при ширине здания, сооружения или строения более 18 м.

На стороне площадки, примыкающей к улице или дороге общего пользования протяженностью более 1000 м, должно быть устроено не менее двух въездов на предприятие. Расстояние между въездами - не более 1500 м. К зданиям с площадью застройки более 10 000 м² или шириной более 100 м подъезд пожарных автомобилей обеспечивают со всех сторон.

Расстояние от производственных зданий, сооружений и строений до площадок для разворота пожарной техники должно составлять:

- не менее 5, но не более 15 м;
- ширина проездов для пожарной техники - не менее 6 м;
- расстояние от внутреннего края подъезда до стены здания, сооружения и строения должно быть для зданий высотой не более 28 м - не более 8 м;
- для зданий высотой более 28 м - не более 16 м.

Тупиковые проезды должны заканчиваться площадками для разворота пожарной техники размером не менее чем 15 х 15 м. Максимальная протяженность тупикового проезда не должна превышать 150 м. Сквозные

проходы через лестничные клетки в зданиях, сооружениях и строениях располагают на расстоянии не более 100 м один от другого.

К каждому зданию и сооружению обеспечен подъезд пожарных машин. При ширине здания до 18 м - с одной стороны по всей длине здания, при ширине более 18 м - с двух сторон.

На перекачивающих станциях проектируем системы производственного противопожарного и хозяйственно-питьевого водоснабжения. В качестве источников водоснабжения выбираем р. Амур и подземные источники воды.

3.5 Территория НПС и ее благоустройство

На территории НПС предусматриваем устройство газонов, засеянных многолетними травами, пешеходные дорожки, устанавливаем беседки, скамейки, мусоросборники. Площадь озеленяемых участков составляет 15% от общей площади предприятия. Проектом предусмотрены тротуары вдоль всех дорог независимо от интенсивности пешеходного движения. Все эти меры позволяют улучшить пожаробезопасность станции, улучшить эстетический уровень и обеспечить необходимый комфорт для рабочего персонала. Очень важной мерой для пожаробезопасности является установка специальных мест для курения, или вовсе запрет курения на станции, что позволит либо исключить целый спектр возможных возгораний и чрезвычайных ситуаций. Также в целях обеспечения поддержания эстетического вида станции и обеспечения дополнительных мер пожаробезопасности, важно предусмотреть меры по уборке внутренней и внешней территории станции, убирать сухостой и вовремя опустошать мусоросборники, обеспечить разделение мусорных отходов по категориям.

4 Безопасность и экологичность проекта

Для человека и его нормального существования необходима целесообразная деятельность, в процессе которой он при помощи орудий труда воздействует на окружающую природную среду и использует ее в целях создания предметов, необходимых для удовлетворения своих потребностей. Однако необходимо помнить о том, что любое воздействие на окружающую среду может привести к серьезным последствиям.

Не маловажным фактом является безопасность производства. Организм человека взаимосвязан с окружающей средой. Они образуют естественную систему защиты от опасностей, представленную анализаторами [30]. Но естественная система защиты человека не всегда может обеспечить его безопасность, поэтому необходимо создавать такие условия труда, чтобы производство было безопасным, окружающая среда максимально защищена от воздействия на нее производственных объектов, а аварийных ситуаций не возникало.

4.1 Проектные решения по обеспечению безопасности труда

Климатический пояс, на территории проектируемого объекта Хабаровский край – умеренный ($-18,1^{\circ}\text{C}$ - средняя температура воздуха зимних месяцев; 2,9 м/с - средняя скорость ветра из наиболее вероятных величин).

Насосное оборудование и электродвигатели необходимо располагать в отапливаемых помещениях, в связи с тем, что для их правильной работы требуются температуры воздуха близкие к нормальным.

При работах средней тяжести температура в теплый период года не должна превышать $20-23^{\circ}\text{C}$. В холодный и переходный периоды года - $17-20^{\circ}\text{C}$.

Относительная влажность воздуха в рабочей зоне – 60-40%.

Для поддержания оптимальных параметров воздушной среды

производства вспомогательные и административно-бытовые помещения оборудуются системами центрального отопления и приточно-вытяжной вентиляции.

4.2 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

В проекте предусматриваем мероприятия, обеспечивающие санитарно-гигиенические условия труда обслуживающего персонала согласно действующим нормам, безопасность обслуживания оборудования, безопасность выполнения ремонтных работ [31].

Основными средствами для выполнения этих условий являются:

- герметизация всех трубопроводов и оборудования технологического процесса транспорта нефти;
- отключение оборудования при отклонении от нормальных условий эксплуатации;
- широкое внедрение автоматизации и телемеханизации производственных процессов транспорта нефти;
- механизация работ;
- внедрение централизованного ремонта.

Площадь помещений для одного работающего должна составлять не менее 4,5 м², высота помещений – не менее 3,25 м.

Метеорологические условия (температура, относительная влажность, скорость движения воздуха) для рабочей зоны должны соответствовать нормативным требованиям [32].

Допустимые уровни звукового давления и уровни звука на постоянных рабочих местах в производственных помещениях НПС принимаем 80 дБ [33]; для жилых и общественных зданий и их территорий – 30 дБ [34].

Специальные средства защиты от действия шума: звукоизоляция - ограждение конструкций, облицовка помещений звукопоглощающими

материалами, укрытие источника шума в кожухи; создание шумозащитных зон с использованием зеленых насаждений.

Обслуживающему персоналу выдают наушники, шлемы, каски и специальные противошумовые костюмы.

Вибрация, создаваемая машинами, механизированным инструментом и оборудованием, способна привести к нарушениям в работе и выходу из строя самих машин, а также служить причиной повреждения других технических и строительных объектов. Это может повлечь за собой возникновение аварийных ситуаций и неблагоприятных воздействий на человека, получение им травм. Поэтому контроль за вибрационным состоянием машин и вибропрочностью объектов также относят к мерам по обеспечению вибрационной безопасности.

Допустимые величины параметров вибрации на постоянных рабочих местах принимаем в соответствии с [35].

Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает установленных пределов.

С целью защиты обслуживающего персонала от источников шума и вибрации при необходимости доведения их параметров до нормативных показателей следует предусматривать специальные конструктивные мероприятия [34].

Для защиты органов зрения от перенапряжения необходимо правильное и полное освещение рабочего места. В производственных помещениях предусмотрено естественное и искусственное освещение.

Безопасность обслуживания электроустановок обеспечиваем выполнением требований [36, 37].

Электрооборудование должно выдерживать особо неблагоприятные условия эксплуатации (повышенное воздействие влажности, колебания окружающей температуры, воздействие химических агентов, коррозия).

Требования безопасности, специфичные только для электрооборудования конкретных видов или типов, должны устанавливаться в стандартах и технических условиях на них.

Санитарно-бытовые помещения и сооружения выполняются в соответствии с требованиями [16, 38].

Проектом предусмотрена гардеробная домашней и спецодежды, кладовая спецодежды, уборная, помещение для дежурного персонала с местом для уборного инвентаря. По соответствующим трубопроводам для хозяйственно-бытовых нужд подают как холодную, так и горячую воду.

4.3 Обеспечение безопасности технологического процесса

Пары нефти с воздухом создают взрывоопасную смесь. В связи с этим, проектирование НПС выполнено в соответствии с действующими нормами, обеспечивающими взрыво- и пожаробезопасную эксплуатацию объекта.

В помещениях НПС устанавливаем вытяжную систему вентиляции [40].

Для обеспечения требований электробезопасности используют заземление электроустановок: насосов, электродвигателей. В качестве заземлителей используем железобетонные конструкции для фундамента технологического оборудования: электродегидраторов, насосов.

В таблице 5.1 представлена характеристика пожароопасных и токсичных свойств нефти [39].

Работникам, обслуживающим электроустановки, выдают изолирующие электрозщитные средства для защиты от поражения электрическим током при возникновении электрической дуги. Проектом предусмотрена изоляция токоведущих частей электродвигателей, оградительные устройства токоведущих частей электродвигателей, насосов представляют собой металлические кожухи, прикрепляемые к фундаменту двигателя.

Таблица 4 – Характеристика пожароопасных и токсичных свойств нефти

Наименование веществ	Агрегатное состояние	Температура, °С			Пределы воспламенения		Характер воздействия на организм	ПДК мг/м ³	Класс опасности по ГОСТ 12.1.007
		Вспышки	Воспламенения	Самовоспламенения	Концентрационные (нижний/верхний)	Температурные (нижний/верхний предел)			
Нефть	ж	-35 -50	20-60	250 -320	1,2/8	-21/-8	Оказывает наркотическое действие, вызывает отравления с изменением в крови, снижение обоняния, возбудимость нервной системы, головная боль, слабость, шелушение кожи, трещины.	10	3

В помещениях для защиты органов зрения от перенапряжения необходимо использовать искусственное освещение.

Расчет искусственного освещения производственного помещения

Размеры помещения: длина А = 20 м, ширина В = 12 м, высота Н = 5 м.

Цвет стен и потолков темный.

Высота подвеса светильников:

$$H_c = H - h_p - h_c = H - h_p - 0,2(H - h_p) \quad (5.1)$$

где Н - высота помещения (м);

h_c - расстояние от потолка до нижней кромки светильника (м), рекомендуется принимать с учетом расположения технологического оборудования в верхней части помещения;

h_p - высота рабочей поверхности от пола (м); для рабочих столов принимаем равной 0,8 м.

$$H_c = 5 - 0,8 - 0,2 (5 - 0,8) = 3,36 \text{ м}$$

Наибольшее расстояние между светильниками (м):

- при расположении по прямоугольной сетке;

$$L = H_c(1,4 \div 2) \tag{5.2}$$

- при расположении в шахматном порядке;

$$L = H_c(1,7 \div 2,5) \tag{5.3}$$

Пусть расположение между светильниками по прямоугольной сетке

$$L = 3,36 \cdot 1,5 = 6,72 \text{ м}$$

Минимально необходимое количество светильников (шт.):

$$N = \frac{S}{L^2}, \tag{5.4}$$

где S - площадь освещаемой поверхности (м^2).

$$S = 12 \cdot 20 = 240 \text{ м}^2$$

$$N = \frac{240}{6,72^2} = 9,4 \approx 10$$

Количество светильников принимается близким к рассчитанному, исходя из целесообразности их размещения.

Необходимый световой поток одной лампы (лм):

$$F_{л} = \frac{E_{н} S K_{з} Z}{N \eta}, \quad (5.5)$$

где $E_{н}$ - минимальная нормируемая освещенность. лк (200 лк для общей системы искусственного освещения);

$K_{з}$ - коэффициент запаса, учитывающий снижение эксплуатационных характеристик ламп (1,5 для ламп накаливания механического цеха);

Z - коэффициент неравномерности освещения поверхностей, расположенных между светильниками (принимают $1,15 \div 1,3$);

η – коэффициент использования светового потока в зависимости от коэффициентов отражения светового потока от стен и потолка и индекса помещения.

Коэффициенты отражения стен и потолка принимаем 0, 10, 30. С учетом запыленности помещения коэффициенты отражения светового потока от стен и потолка оба показателя равны нулю.

Для нахождения коэффициента светового потока задаемся типом светильника. При этом в дальнейших расчетах учитываем, что в одном люминесцентном светильнике ЛДОР содержится две лампы.

Индекс для прямоугольного помещения:

$$i = \frac{S}{H_c (A+B)} \quad (5.6)$$

$$i = \frac{240}{3,36 (20+12)} = 2,23$$

Коэффициент использования светового потока:

$$\eta = 0,52$$

Необходимый световой поток одной лампы:

$$F_l = \frac{200 \cdot 240 \cdot 1,5 \cdot 1,15}{0,52 \cdot 10} = 15923 \text{ лм}$$

Подбираем тип лампы с фактическим световым потоком F_ϕ . Определяем процент отклонения от необходимого светового потока

$$\Theta = \frac{F_\phi - F_l}{F_\phi} \cdot 100$$

(5.7)

Лампа накаливания типа НГ-1000 $F_\phi = 18600 \text{ лм}$

Процент отклонения от необходимого светового потока

$$\Theta = \frac{18600 - 15923}{18600} = 14,4\%$$

Полученные значения не превышают отклонение 15 % , поэтому выбор считается допустимым.

Затраты электроэнергии на освещение (Вт)

$$N_{\text{общ}} = N_l \cdot N,$$

(5.8)

где $N_{\text{общ}}$ – затраты электроэнергии на освещение, Вт;

N_l - мощность одной лампы, лм/Вт.

$$N_{\text{общ}} = 18,6 \cdot 10 = 186 \text{ Вт}$$

4.4 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Проектируемая нефтеперекачивающая станция относится к III категории (емкости резервуарного парка до 20 000 м³ и НПС без резервуарных парков) [19], НПС удалена от населенного пункта на 10 км. Размер санитарной зоны не менее 100 метров.

В таблице 5.2 приведены характеристики производственных помещений и наружных установок и оборудования по взрывопожарной и пожарной безопасности [41].

Таблица 5 – Категория зданий, помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

Наименование зданий, Сооружений	Категория помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности НПБ 105-03	Класс взрывоопасных и пожароопасных зон по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ Р 51330.11-99 ГОСТ Р 51330.2-99 ГОСТ Р 51330.5-99 ГОСТ Р 51330.19-99
Магистральная насосная	A	B-1a	IIA-T3
Подпорная насосная	A	B-1a	IIA-T3
Площадка дренажных емкостей	A	B-1a	IIA-T3
Фильтры грязеуловители	A	B-1г	IIA-T3
Клапаны предохранительные	A	B-1г	IIA-T3
Стоянка техники	B-3	B-1a	IIA-T3
Мойка автотранспорта	Д	-	-
Регуляторы давления	A	B-1г	IIA-T2
Линейные задвижки	A	B-1г	IIa-T3

В соответствии с указанными категориями сооружений, пожарная безопасность объекта обеспечивается системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, которые включают:

- установку оборудования во взрывобезопасном исполнении;
- установку блока для сглаживания крутых волн давления;
- установку дыхательной арматуры с огнепреградителями;
- автоматизацию технологических режимов;
- контроль технологических параметров;
- автоматическую защиту насосных агрегатов;
- возможность аварийного отключения оборудования;
- установку регуляторов давления;
- контроль загазованности;
- АСУ ТП.

Каждый работник должен быть обучен правилам пользования защитными средствами, методами оказания первой помощи при отравлениях углеводородами, при травмах (ожоге, поражением электрическим током и т.д.), должен пройти инструктаж по безопасным методам работы и обучения по профессии и правилам обслуживания соответствующего вида оборудования. Сдать экзамен на допуск к самостоятельной работе.

На НПС расположена пожарная часть, которая немедленно готова выехать по сигналу тревоги (при срабатывании пожарной сигнализации, а также при сообщении по телефону). На каждом телефоне есть табличка с номером пожарной части.

Пожарная сигнализация располагается в местах, где наиболее вероятна возможность возгорания. Ручные пожарные извещатели - система ЭПС (кнопки под стеклом, которые разбивают в случае пожара). Закрытые помещения НПС (основных и подпорных насосов, камеры регулирования давления и задвижек, блоков гашения ударной волны и маслосистем), подлежат защите стационарными средствами автоматического пожаротушения. Световая и

звуковая сигнализация о пожаре поступает в операторную, на пожарный пост и на объект.

В помещениях пожарные краны установлены на стенах на высоте 1,35 м, рядом с ними расположены шкафы, где хранят пожарные рукава. Переносные огнетушители, ящик с песком, войлок или листовой асбест размещены в легкодоступных при пожаре местах.

4.5 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Наличие и совершенствование единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (ЧС) предусматривает мероприятия в режиме повседневной деятельности в режиме повышенной готовности и в режиме ЧС, проводимыми органами управления и силами единой системы:

- планирование и осуществление необходимых мер в области защиты работников организаций и подведомственных объектов производственного и социального назначения от ЧС;

- обеспечение, создание, подготовку и поддержание в готовности к применению сил и средств по предупреждению ликвидации ЧС, обучение работников организаций способом защиты и действия в ЧС;

- организация и поддержания непрерывного взаимодействия федеральных органов исполнительной власти, органов местного самоуправления и организации по вопросам ликвидации ЧС и их последствия [42].

Так как станция перекачивает аварийно химически опасные вещества (АХОВ) и относится к химически опасным объектам (ХОО), то необходимо заблаговременно создавать структуры гражданской обороны (ГО) и ЧС.

Своевременные и оперативные действия соответствующих структур ГО и ЧС позволяют обеспечить устойчивость объекта. Предпринятые меры позволяют уменьшить количество пострадавших, обеспечив безопасность

жизни и работоспособности объекта экономики в любых экстремальных ситуациях.

Оценка степени риска линейной части МН проводится на основе идентификации опасностей и оценки риска отдельных участков, характеризующихся примерно одинаковым распределением удельных показателей риска по всей длине участка. Длина каждого участка трассы МН может быть скорректирована с учетом возможных последствий аварий (например, по наличию на прилегающей территории чувствительных к загрязнению компонентов окружающей природной среды) [43].

Основные последствия при авариях, сопровождающихся разливом нефти, связаны с негативным воздействием нефти на окружающую природную среду. В связи с этим любой линейный участок МН представляет собой опасность и должен оцениваться определенными показателями риска.

Оценка степени риска включает:

- прогноз частоты аварийных утечек нефти на линейной части МН и оценку объемов утечки и потерь нефти (технологический риск);
- оценку последствий аварийных утечек нефти для различных компонентов окружающей природной среды;
- проведение (на основе полученных оценок риска) ранжирования участков трассы нефтепровода по степени опасности и приоритетности мер безопасности (управление риском).

Прогноз частоты аварийных утечек из МН проводится с учетом факторов влияния, которые объединены в следующие группы:

- внешние антропогенные воздействия;
- коррозия,
- качество производства труб;
- качество строительно-монтажных работ;
- конструкторско-технологические факторы;
- природные воздействия;
- эксплуатационные факторы;

- дефекты металла трубы и сварных швов [44].

Оценка последствий аварийных утечек нефти для различных сценариев аварий включает определение:

- объемов разлива и потерь нефти;
- площади загрязнения сухопутных ландшафтов и водных объектов;
- экологического ущерба, как суммы компенсаций за загрязнение компонентов природной среды,
- ущерба за уничтожение и негативные последствия для животного и растительного мира [45].

Нефтепровод и его сооружения оснащены современными средствами автоматизации и контролем технологического процесса, которые позволяют свести к минимуму возможность возникновения аварийных ситуаций.

4.6 Экологичность проекта

Под экологическим загрязнением в трубопроводном транспорте нефти следует понимать не только прямое и непосредственное введение сторонних веществ или энергии в окружающую среду, но и косвенное нарушение экологической целостности природного ландшафта, которое приводит к быстрому или медленному воздействию с отрицательными последствиями в отношении человека и различных популяций флоры и фауны.

Объекты магистрального трубопровода, в сравнении с другими сооружениями, следует рассматривать как встроенный в природную среду чужеродный элемент с высокой степенью агрессивных воздействий на природную среду. В общем случае система «магистральный трубопровод-природная среда» характеризуется сложным набором прямых и обратных связей, проявляющихся во взаиморазрушающих процессах, значительно снижающих надежность магистралей.

Как правило, взаимовлияние трубопроводных комплексов и природной среды носит негативный характер. Поэтому необходимо свести к минимуму

техногенные воздействия в период строительства и эксплуатации трубопроводов, а также ослабить отрицательное влияние природных компонентов на надежность и безопасность трубопроводных объектов.

При проектировании, строительстве и эксплуатации следует соблюдать требования по минимизации воздействия трубопроводных систем на природную среду и исключать возможное ее влияние на прочность, устойчивость и долговечность объектов трубопроводных систем, так как аварийные ситуации создают значительные воздействия на окружающую среду и вызывают обширные загрязнения вдоль трассы трубопровода [3].

Нефтепровод (линейная часть) в нормальном режиме эксплуатации не оказывает вредного влияния на окружающую среду. Ущерб окружающей природной среде может быть нанесен только при аварии, связанной с нарушением герметичности трубопровода.

В связи с тем, что многие трубопроводы используются долгое время (до 15 лет) после истечения срока службы, они подвержены коррозии и являются источником утечек нефти [44].

Чтобы определить работоспособность магистральных нефтепроводов после длительной эксплуатации, необходимо проводить оценку возможного ущерба от коррозии наружной поверхности труб. Поэтому большое внимание уделяется надежности и долговечности защитных покрытий и электрохимической защиты трубопроводов [46].

Для обеспечения оптимальной производительности, часто требуется техническое обслуживание, ремонт или даже замены некоторых деталей. Для того, что свести эти последствия к минимуму, на этапе проектирования обеспечиваются меры безопасности, тем самым сводятся к минимуму количество аварий на магистральных линиях [47].

Настоящим проектом разработан ряд мероприятий по охране окружающей среды, направленных на уменьшение потенциальной возможности нанесения ущерба природе:

- гидравлические испытания на прочность и плотность;

- предусмотрена внутритрубная инспекция линейной части нефтепровода;

- включение линейных задвижек;

- предусмотрена система обнаружения утечек, состоящая из датчиков давления и расходомеров, установленных по трассе нефтепровода и контроллеров с соответствующим программным обеспечением.

Основными загрязняющими веществами в период эксплуатации НПС являются предельные углеводороды (нефть), загрязненные сточные воды производственные и бытовые.

Программа экологического мониторинга включает проведение периодических измерений концентраций загрязняющих веществ на границах рабочей зоны, санитарно-защитных зонах НПС и на территориях ближайших населенных пунктов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе проектирования нефтеперекачивающей станции производительностью 6 млн. тонн нефти в год были произведены расчеты, в результате которых были определены основные агрегаты, используемые на установке: магистральные и подпорные насосы, сеть технологических трубопроводов, фильтров и прочего вспомогательного оборудования. Осуществлены технологические расчеты, на основании которых было подобрано оборудование с учетом требований нормативно-технической документации. Проект разработан с использованием современных экологических стандартов, что позволит безопасно для жизни человека и окружающей среды эксплуатировать объект многие годы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Коннова, Г. В. Оборудование транспорта и хранения нефти и газа : учебное пособие / Г. В. Коннова. – Ростов-на-Дону : Феникс, 2007. – 126 с.
- 2 Тетельмин, В. В. Нефтегазопроводы : учебное пособие / В. В. Тетельмин, В. А. Язев. – Москва : САЙНС-ПРЕСС, 2008. – 254 с.
- 3 Харитонов, А. В. Строительство магистрального трубопровода нефти и газа : монография / В. А. Харитонов. – Москва : АСВ, 2008. - 485 с.
- 4 Трубопроводный транспорт нефти : учебник : в 2-х томах / В. В. Новоселов [и др.]. ; под общ. ред. С. М. Вайншток. – Москва : Недра, 2006. – 621 с.
- 5 Kumar Dey, P. Oil pipelines / P. Kumar Dey // Encyclopedia of Energy, 2004. – №4. – С.673-687
- 6 Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций : учебник для вузов / А. М. Шаммазов [и др.]. – Москва : Недра, 2003. – 403 с.
- 7 Галлеев, В. Б. Магистральные нефтепродуктопроводы : учебное пособие / М. З. Карапчев, В. И. Харламенко. – Москва : Недра, 1976. – 358 с.
- 8 Ivanyushina, A. On the Issue of Development of Replacement Hydraulic Parts for Oil-Trunk Pipeline Pumps / A. Ivanyushina, Y. Kolesnikb, A. Rudenkos, I. Tverdokhlebd // Procedia Engineering. – 2012. – №39. – С. 63-67.
- 9 Харламенко, В. Н. Эксплуатация насосов: учебное пособие / В. Н. Харламенко, М. В. Голуб. – Москва : Недра, 1978. – 231 с.
- 10 Колпаков, Л. Г. Центробежные насосы магистральных нефтепроводов : учебное пособие / Л. Г. Колпаков. – Москва : Недра, 1985. – 184 с.
- 11 ГОСТ 12124-87 Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов. – Введ. 01.01.1989. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1989. – 7 с.

12 Андронов, А. Л. Особенности работы центробежных насосов и требования к их электроприводу / А. Л. Андронов // Ползуновский Альманах. 2004. – №1. С. 150-152.

13 Справочник по проектированию магистральных трубопроводов : А.К. Дерцакяна [и др.]. – Ленинград : Недра, 1977. – 519 с.

14 Едигаров, С. Г. Проектирование и эксплуатация нефтебаз и газохранилищ : учебное пособие / С. Г. Едигаров, С. А. Бобровский – Москва : Недра, 1973. - 180 с.

15 Лурье, М. В. Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа : учебное пособие / М. В. Лурье. – Москва : ЦентрЛитНефтеГаз, 2004. – 350 с.

16 РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. – Введ. 01.07.2002. – 44 с.

17 ВНТП 2-86 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. – Введ.01.01.1987. – Москва, 1987.

18 ТУ 14-3-1573-96 Трубы стальные электросварные прямошовные диаметром 530-1200 мм с толщиной стенки до 32 мм для магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов. – 26 с.

19 СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы. – Взамен СНиП П-45-75 ; Введ. – 01.01.1986. – Москва, 1997. – 97 с.

20 Коршак, А. А. Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа : учебное пособие / А. А. Коршак, А. М. Нечваль. – Уфа : Дизайн Полиграф Сервис, 2005. – 515 с.

21 Айнбиндер, А. Б. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость : учебное пособие / А. Б. Айнбиндер, А. Г. Камерштейн – Москва : Недра, 1982. – 341 с.

22 Перевощиков, С. И. Проектирование и эксплуатация насосных станций : методические указания / С. И. Перевощиков. – Тюмень : ТГНУ. – 2004. – 148 с.

23 Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов : учебно-практич. пособие / Г. В. Бахмат [и др.] ; ред. Ю. Д. Земенков. – Москва : Инфра-Инженерия, 2006. – 925 с.

24 Архитектура гражданских и промышленных зданий : учебник для вузов / под ред. В.М. Предтеченкого. – Москва : Стройиздат, 1977. – 304 с.

25 Условные обозначения генеральных планов объектов системы магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть». – Москва, 2004.

26 СП 2.2.1.1312-03 Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий. Введ. – 22.04.2003. – Москва, 2003.

27 ГОСТ Р 51858-2002 Нефть общие технические условия. Введ. 30.06.2002. – Москва : Госстандарт, 2002.

28 СНиП III-Д.10-72 Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы.– Введ. 1.01.1981. – Москва : Издательство литературы по строительству, 1973. – 71 стр.

29 Сазонов, Ю. А. Разработка методологических основ конструирования насосно-эжекторных установок для условий нефтегазовой промышленности : диссертация ... доктора технических наук : 05.02.13 / Сазонов Юрий Апполоньевич; [Место защиты: Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина]. – Москва, 2010. – 394 с.: ил. РГБ ОД, 71 11-5/102.

30 Промышленная безопасность объектов нефтепродуктообеспечения : учебное пособие / Ю. Н. Безбородов [и др.]. – Красноярск : СФУ, 2011. – 606 с.

31 СП 2.2.1.1312-03 Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий. Введ. – 22.04.2003. – Москва, 2003. – 13 с.

32 СНиП 2.04.05-91 Отопление вентиляция и кондиционирование. – Введ. 01.01.1992. – Москва, 1999.

33 ГОСТ 12.1.003-83 Шум общие требования безопасности. – Введ. 01.07.1984. – Москва : Стандартинформ, 2008. – 13 с.

- 34 СНиП II-12-77 Защита от шума. – Введ. 14.07.1977. – Москва : Госстрой СССР, 1997.
- 35 ГОСТ 12.1.012-2004 Вибрационная безопасность общие требования. – Введ. 01.07.2008. - Москва : СтандартИнформ, 2008. – 21 с.
- 36 ПЭЭП. Правила эксплуатации электроустановок потребителем. – Москва, 1997.
- 37 ГОСТ Р 51330.0.-99 Электрооборудование взрывозащищенное. Общие требования – Введ 01.01.2001. – Москва : Госстандарт, 2001. – 46 с.
- 38 СП 44.13330.2011. Административные и бытовые здания. Актуализированная редакция СНиП 2.09.04-87. Введ. 20.05.2011. – Москва : Минрегион Россия, 2010. – 30 с.
- 39 ГОСТ Р 51858-2002 Нефть общие технические условия. Введ. 30.06.2002. – Москва : Госстандарт, 2002.
- 40 ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Введ. 01.01.1976. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1976. – 4 с.
- 41 НПБ 105-95 : Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности. – Москва : ГУГПС МВД России, 1995. – 25 с.
- 42 О защите населения и территории от ЧС природного и техногенного характера : федер. закон от 21.12.1994. №68-ФЗ. // Российская газета. – 1994. 29 дек.
- 43 РД Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах Минтопэнерго России, 01.11.1995. – 141 с.
- 45 Аржанов С. П. Безопасность труда в нефтегазодобывающем комплексе : справочное пособие / С. П. Аржанов, С. И. Васильев, Л. Н. Горбунова. - Красноярск : ИПК СФУ, 2008. - 519 с.