

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт инженерной и экологической безопасности

(наименование института полностью)

Департамент бакалавриата

(наименование)

20.04.01 Техносферная безопасность

(код и наименование направления подготовки)

Управление промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды в
нефтегазовом и химическом комплексах

(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Исследование и разработка методов обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов (на примере НПС «Большая Черниговка» Самарское РНУ АО «Транснефть-Приволга»)

Студент

О.А. Чудаев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.т.н., доцент В.А. Филимонов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Оглавление

Введение.....	3
Термины и определения	8
Перечень сокращений и обозначений.....	9
Глава 1 Существующие методы обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации нефтеперекачивающей станции и магистральных нефтепроводов	10
1.1 Анализ состояния отрасли нефтепроводного транспорта и способов обеспечения безопасности	10
1.2 Требования промышленной безопасности при эксплуатации нефтеперекачивающих станций	18
1.3 Виды нефтеперекачивающих станций, используемых на предприятиях нефтяной отрасли.....	23
Глава 2 Обеспечение промышленной безопасности нефтеперекачивающей станции и магистральных нефтепроводов в ОА «Транснефть – Приволга» ..	36
2.1 Политика организации в области обеспечения безопасной работы магистральных нефтепроводов	36
2.2 Описание рассматриваемого объекта	40
Глава 3 Предлагаемый способ обеспечения безопасности.....	51
3.1 Литературный обзор и патентный поиск по теме исследования	51
3.2 Предлагаемое решение по безопасному функционированию НПС	58
Заключение	66
Список используемой литературы	67

Введение

Актуальность и научная значимость настоящего исследования.

Актуальность данной работы обусловлена тем, что существующая технологическая схема нефтеперекачивающей станции предусматривает раздельную работу участков магистрального нефтепровода до и после нефтеперекачивающей станции. При этом в соответствии с нормативными требованиями при возникновении аварийной ситуации в резервуарном парке предусмотрено его отключение от технологических трубопроводов на входе НПС только после остановки перекачки на участке до НПС.

Это требование обусловлено необходимостью исключения превышения допустимого рабочего давления линейной части магистральных нефтепроводов и допустимого давления технологических трубопроводов и оборудования НПС.

Данное требование обуславливает следующие нежелательные последствия (недостатки):

- необходимость отключения резервуарного парка приводит к остановке перекачки на предыдущем участке магистрального нефтепровода;
- поступление нефти в резервуарный парк в аварийной ситуации продолжается в течение времени остановки предыдущего участка магистрального нефтепровода. При этом, если аварийная ситуация связана с пожаром в резервуаре, то подпитка горящего резервуара нефтью из магистрального нефтепровода будет продолжаться в течение времени его остановки и закрытия задвижек резервуара.

Объект исследования: нефтеперекачивающая станция «Большая Черниговка» Самарское РНУ АО «Транснефть-Приволга»

Предмет исследования: методы и способы обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования нефтеперекачивающих станций и магистральных нефтепроводов.

Цель исследования: изучить существующие и предложить современные методы по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов и нефтеперекачивающих станций за счет обеспечения непрерывности перекачки нефти при возникновении аварийной ситуации в резервуарном парке нефтеперекачивающей станцией

Гипотеза исследования состоит в том, что нормальное функционирование нефтепроводов напрямую зависит от работы нефтеперекачивающей станции.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие **задачи:**

- изучить требования промышленной безопасности при эксплуатации оборудования нефтепроводов и нефтеперекачивающих станций;
- дать характеристику существующих видов нефтеперекачивающих станций;
- описать рассматриваемый опасный производственный объект;
- предложить техническое решение, которое позволит обеспечить функционирование нефтеперекачивающей станции в требуемых параметрах при возникновении аварийной ситуации.

Теоретико-методологическую основу исследования составили труды российских ученых, практиков в области обеспечения промышленной безопасности нефтедобывающих и эксплуатирующих предприятий, а также нормативная правовая база по вопросам эксплуатации, ремонта и модернизации опасных производственных объектов в нефтяной отрасли, требования при проведении осмотров и ремонтов оборудования нефтеперекачивающей станции, их расположению и графики обслуживания с назначением ответственных лиц.

Базовыми для настоящего исследования явились также труды таких авторов: Гумеров К.М., Зайнуллин Р.С., Кершенбаум В.Я., Габдюшев Р.И., Фаузетдинов Р.М., Рябов И.А., Сафиуллин Н.Ф., Деричинский А.Г.,

Гимадисламов И.М., Ахметшин А.А., Жданов А.А., Борисова Т.Н.,
Бронштейн И.С., Галяутдинов А.А., Абдульманов А.М., Черкасов Н.М.,
Гладких И.Ф., Ямалеев К.М., Зубаилов Г.И., Семиков С.А., Головин А.В.,
Чучкалов М.В. и др.

Методы исследования: дедукция, синтез, описание, сравнение, анализ, классификация, структуризация, моделирование.

Методология проведения исследования. Для выполнения цели и задач магистерской диссертации необходимо использовать такие научные методы как описание, сравнение, классификация, ранжирование, системный и ситуационный подход.

Опытно-экспериментальная база исследования. Исследования и предложения проводились на базе НПС «Большая Черниговка» Самарское РНУ АО «Транснефть-Приволга».

Научная новизна исследования заключается в разработке конкретных предложений по совершенствованию технологии работы нефтеперекачивающей станции как части нефтепроводной системы для нормального функционирования всей системы в целом при возникновении аварийных ситуаций. В проведенном исследовании:

- рассмотрены существующие требования в области обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации нефтеперекачивающего оборудования и нефтепроводов;
- описаны основные виды нефтеперекачивающих станций как составной части магистральной нефтепроводной системы;
- дано описание рассматриваемого объекта;
- предложено техническое решение по внедрению усовершенствованного оборудования, позволяющего функционировать системе при возникновении аварийных ситуаций без нанесения вреда всему комплексу и окружающей среде.

Теоретическая значимость исследования заключается в уточнении и обобщении имеющихся теоретических подходов, определении и классификации

Практическая значимость исследования дает возможность дальнейшего использования результатов диссертационного исследования, внедрения предложенной технологии работы нефтеперекачивающей станции на всех магистральных нефтепроводах. Дальнейшие исследования данной темы могут быть направлены на разработку предложений по усовершенствованию и модернизации применяемого оборудования на магистральных нефтепроводах.

Достоверность и обоснованность результатов исследования обеспечивались: разнообразием привлеченных источников; применением комплекса методов научно-практических исследований, адекватных цели и поставленным задачам диссертации; планомерностью и этапами работы, широкой базой апробации и внедрения основных положений исследования в практику деятельности базы исследования, многолетним опытом работы в сфере обеспечения безопасной эксплуатации нефтеперекачивающего оборудования.

Личное участие автора в организации и проведении исследования состоит в том, что было проведено полное изучение применяемого оборудования при эксплуатации нефтеперекачивающих станций магистрального нефтепровода на примере действующего производства НПС «Большая Черниговка» Самарское РНУ АО «Транснефть-Приволга». Выведены критерии, по которым определяется степень безопасности применяемого оборудования, а также рассмотрены новые методы обеспечения безопасности.

Апробация и внедрение результатов работы велись в течение всего исследования. Его результаты представлены в сборнике статей по материалам международной научно-практической конференции

«Актуальные проблемы науки и техники. Инноватика» (14 января 2020 г., г. Уфа).

На защиту выносятся:

1. принципы обеспечения безопасности магистральных нефтепроводов и нефтеперекачивающих станций;
2. требования нормативной правовой документации в области обеспечения безопасной работы опасного производственного объекта;
3. анализ существующих нефтеперекачивающих станций.
4. техническое решение по безопасному функционированию нефтеперекачивающей станции как важной части магистрального нефтепровода.

Структура магистерской диссертации. Работа состоит из введения, терминов и определений, перечня сокращений и обозначений, трех глав, заключения и списка используемых источников.

Основная часть исследования изложена на 73 страницах, текст иллюстрирован 9 рисунками и содержит 7 таблиц.

Термины и определения

В настоящей работе применяются следующие термины с соответствующими определениями:

- магистральный нефтепровод – инженерное сооружение, состоящее из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов и связанных с ними насосных станций, хранилищ нефти и других технологических объектов, обеспечивающих транспортировку, приемку, сдачу нефти потребителям или перевалку на другой вид транспорта;
- нефтеперекачивающая станция магистрального нефтепровода – комплекс сооружений и устройств для приема и перекачки нефти по одному магистральному нефтепроводу;
- требования промышленной безопасности - условия, запреты, ограничения и другие обязательные требования, содержащиеся в настоящем Федеральном законе, других федеральных законах, принимаемых в соответствии с ними нормативных правовых актов Президента Российской Федерации, нормативных правовых актов Правительства Российской Федерации, а также федеральных норм и правилах в области промышленной безопасности.

Перечень сокращений и обозначений

В настоящем отчете НИР применяют следующие сокращения и обозначения:

- НПС – нефтеперекачивающая станция;
- МН – магистральный нефтепровод;
- ЛПДС – линейно-производственных диспетчерских станций;
- КИПиА – контрольно-измерительные приборы и аппаратуры;
- ЛЭП- линия электропередачи;
- НС – насосная станция;
- УМ – узел подключения НПС к магистрали;
- УР – узел регуляторов давления;
- ФГ – площадка фильтров-грязеуловителей;
- ССВД – система сглаживания волн давления;
- ЕБ – емкость безнапорная.

Глава 1 Существующие методы обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации нефтеперекачивающей станции и магистральных нефтепроводов

1.1 Анализ состояния отрасли нефтепроводного транспорта и способов обеспечения безопасности

Магистральный нефтепровод является опасным производственным объектом. В состав магистральных трубопроводов (рисунок 1) [6] входят: линейные сооружения, представляющие собой собственно трубопровод, систему противокоррозионной защиты, линии связи и т.п.; перекачивающие и тепловые станции; конечные пункты нефтепроводов и нефтепродуктопроводов нефтебазы и нефтесклады, на которых принимают поступающий по трубопроводу продукт и распределяют его между потребителями, подают на завод для переработки или отправляют далее другими видами транспорта.

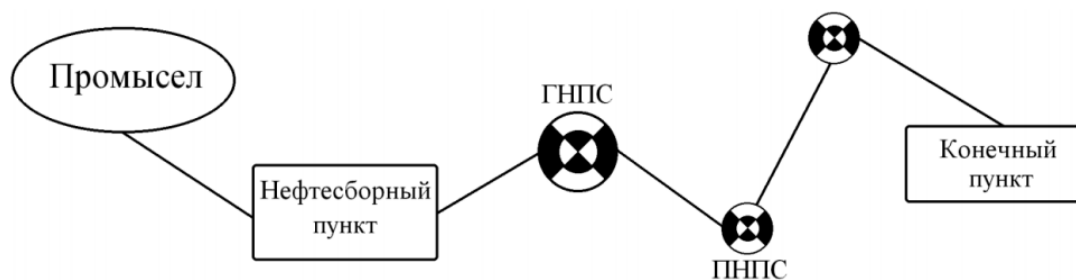


Рисунок – 1 Схема магистрального нефтепровода

В настоящее время на предприятиях нефтяной и газовой промышленности, в геологоразведочных организациях находится в эксплуатации более 200 000 км магистральных нефтепроводов, около 350 000 км промысловых трубопроводов, 800 компрессорных и нефтеперекачивающих станций. Большая часть магистральных газопроводов,

нефтепроводов и нефтепродуктопроводов введена в строй в 60 – 70-е гг. прошлого века. Поэтому сегодня доля нефтепроводов со сроком эксплуатации более 20 лет составляет 73 %, из них значительная часть эксплуатируется более 30 лет. Из этого следует, что существующая сеть нефтепроводов в значительной степени выработала свой ресурс и требует серьезной реконструкции.

Основными причинами аварий на трубопроводах являются подземная коррозия металла (21 %), брак строительного-монтажных работ (21 %), дефекты труб и оборудования (14 %), механические повреждения (19 %). На рисунке 2 представлена диаграмма причин аварий.



Рисунок 2 – Причины аварий на трубопроводах

Обеспечение безопасного и бесперебойного магистрального транспорта нефти в значительной степени определяется как надёжностью трубопроводной системы, так и выбором соответствующих режимных параметров эксплуатации основных и подпорных насосных агрегатов на нефтеперекачивающей станции (НПС) магистральных нефтепроводов (МН).

Максимальный эффект с точки зрения удельных затрат на перекачку и обеспечение безопасности эксплуатации достигается при эксплуатации насосного оборудования на постоянном номинальном режиме [1] – [3].

При эксплуатации магистральных нефтепроводов не обходится без проблем и решения непростых технических задач. Очень многие проблемы напрямую связаны с условиями и особенностями эксплуатации современных магистральных нефтепроводов. В современных условиях работа трубопроводного транспорта нефти характеризуется некоторыми особенностями (рисунок 3) [4].

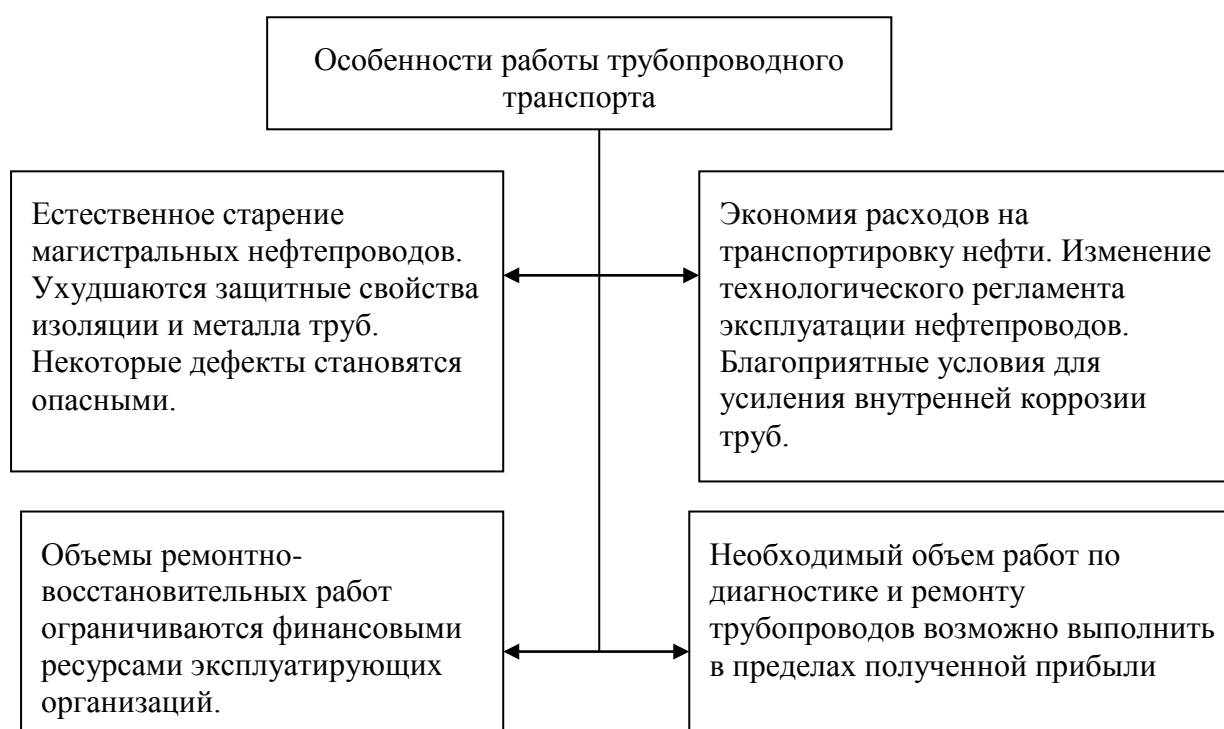


Рисунок 3 – Условия работы трубопроводного транспорта

С учетом указанных особенностей возникает ряд очевидных задач в стратегическом аспекте:

- сохранение трубопроводной сети в исправном и работоспособном состоянии в течение длительного времени (не менее 100 лет);

- снижение вероятности аварий до реального минимума (полностью исключить их невозможно);
- оптимизация затрат на техническое обслуживание и ремонт за счет использования передовых технологий, технических средств, методов.

Обеспечивая безаварийную работу нефтепроводов, необходима система мер по выявлению дефектов, связанных с недостатками их изготовления и старением. Если представить в общем виде такую систему, то она должна представлять систему мониторинга, которая обеспечивала бы получение информации о состоянии нефтепровода в режиме реального времени, что позволит принимать адекватные управленческие решения уже на стадии ввода нефтепровода в эксплуатацию [5].

Обеспечение надежности и безопасности нефтепроводов имеет комплексный характер и связано с поиском оптимальных решений инженерных и экономических задач. Для обеспечения промышленной и экологической безопасности нефтепровода необходимо внедрение новых технологий.

Повреждения магистральных нефтепроводов вызываются действием двух групп факторов. Первая группа связана со снижением несущей способности нефтепровода, вторая – с увеличением нагрузок и воздействий. Снижение несущей способности нефтепровода может происходить из-за присутствия дефектов в стенке труб и старения металла. Факторы второй группы появляются при эксплуатации действующего нефтепровода (давление, напряжения от воздействий температур перекачиваемой нефти и окружающего трубу грунта, давление слоя грунта над трубой, различные статические и подвижные нагрузки, деформация земной поверхности на обрабатываемых территориях, сейсмические воздействия) [6]. Классификация причин аварий и повреждений на нефтепроводах представлена на рисунке 4 [6].

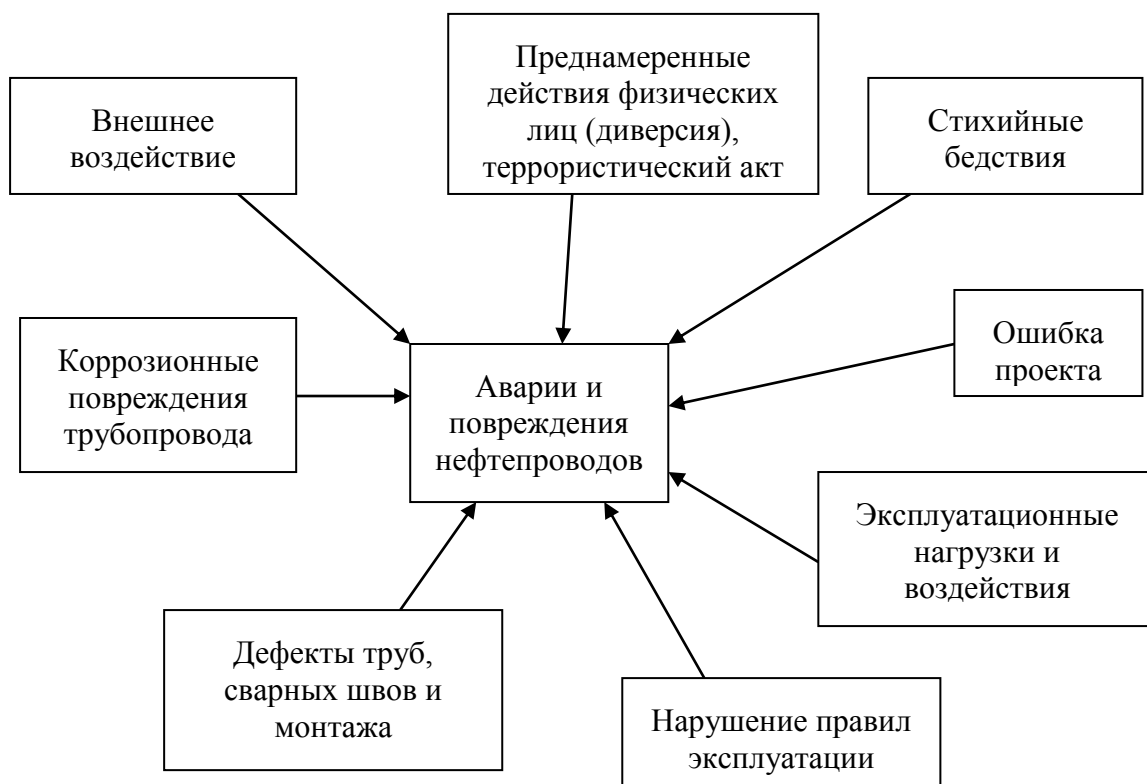


Рисунок 4 – Причины аварий и повреждений нефтепроводов

Эти же причины можно отнести к нефтеперекачивающим станция.

«Технологический регламент НПС» указывает следующие причины аварий на НПС:

- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования и трубопроводов (образование свищей);
- применение запорной арматуры без необходимых прочностных характеристик трубопроводов;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молний и др.).

Основными методами обеспечения безопасности в процессе эксплуатации нефтеперекачивающих станций и магистральных нефтепроводов являются:

- соблюдение проектного режима приема и передачи нефтепродуктов;
- диагностирование всего комплекса применяемого оборудования;
- проведение своевременного и качественного ремонта всех эксплуатируемых узлов и агрегатов с применением новейших технологий;
- своевременная замена изношенного и устаревшего оборудования;
- модернизации и замена существующего оборудования.

Подробнее рассмотрим данные методы ниже.

- 1) Соблюдение проектного режима приема и передачи нефтепродуктов.

Согласно ГОСТ 34563-2019 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технологического проектирования» проектный режим работ – это «заданный объем нефти/нефтепродуктов, который должен транспортировать магистральный трубопровод в течение годового фонда времени при проектных параметрах перекачиваемой нефти/нефтепродуктов» [7]. «К проектным параметрам нефти/нефтепродуктов относятся вязкость, плотность и так далее» [17].

- 2) Диагностирование всего комплекса применяемого оборудования.

Приемлемый вариант диагностической системы в целом сочетает:

- средства эффективного анализа совокупности данных о состоянии оборудования;
- результаты условий эксплуатации, степени и характера дефектности рассматриваемых составных частей нефтепроводной системы;
- комплексное моделирование кинетики развития процессов разрушения, обеспечивающую возможность прогнозирования долговечности локальных участков.

Обеспечение надежности и безопасности имеет комплексный характер и связано с поиском оптимальных решений экономических и инженерных задач. Для обеспечения экологической и промышленной безопасности необходимо внедрение новых технологий.

- 3) Проведение своевременного и качественного технического обслуживания, и ремонта всех эксплуатируемых узлов и агрегатов с применением новейших технологий.

Согласно действующему РД 153-39ТН-008-96 Руководству по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций, утвержденному АК «Транснефть» от 27 декабря 1996 г., определено следующее:

«Техническое обслуживание (ТО) – комплекс операций по поддержанию работоспособности оборудования при его эксплуатации, при ожидании (если оборудование в резерве), хранении и транспортировании.

В ТО включен следующий комплекс работ:

- поддержание в исправном (или только работоспособном) состоянии оборудования;
- очистка, смазка, регулировка и подтяжка разъемных соединений, замена отдельных составных частей (быстроизнашивающихся деталей) в целях предупреждения повреждения и прогрессирующего износа, а также устранение мелких повреждений.

В объеме ТО могут выполняться работы по оценке технического состояния оборудования для уточнения сроков и объемов последующих обслуживаний и ремонтов» [8].

«Конкретное содержание работ при каждом виде технического обслуживания оборудования НПС определяется должностными инструкциями и регламентом, изложенным в данном документе, по видам оборудования» [8].

«Ремонт - комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности и полному или частичному восстановлению ресурса оборудования и его составных частей, обеспечивающий эксплуатацию с заданной надежностью и экономичностью в периоды между ремонтами и диагностическими контролями» [8].

«Текущий ремонт (Т) - ремонт, осуществляемый в процессе эксплуатации для гарантированного обеспечения работоспособности оборудования, состоящей в замене и восстановлении его отдельных частей и их регулировке» [8].

«Текущий ремонт назначается для предупреждения отказов и восстановления работоспособности оборудования НПС» [8].

«Средний ремонт (С) - ремонт, выполняемый для восстановления работоспособности и частичного восстановления ресурса оборудования по результатам диагностирования и величине его наработки с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния составных частей, выполняемом в объеме, установленном в настоящем Руководстве» [8].

«Капитальный ремонт (К) - ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса оборудования с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые, и их регулировкой» [8].

4) Своевременная замена изношенного и устаревшего оборудования.

Выявление деталей и узлов оборудования нефтепроводов и нефтеперекачивающих станций имеет большое значение, так как позволяет снизить риск выхода из строя всего комплекса магистрального нефтепровода, что может повлечь за собой как экономический, так и экологический негативный эффект.

Диагностирование оборудования должно проводиться согласно графикам, в которых прописана периодичность проверки каждого из узла.

5) Модернизации и замена существующего оборудования.

Многое оборудование в нефтепромысле эксплуатируется длительное время, поэтому существует необходимость его замены, а также внедрения новых технологий (к примеру, автоматических систем управления технологическим процессом). Чаще всего в технологическом процессе перекачивания нефти от места добычи до потребителя возникает

необходимость увеличения пропускной способности магистрального нефтепровода со всеми его компонентами. Помимо увеличения диаметра трубопровода проводят замену насосов на нефтеперекачивающих станциях.

1.2 Требования промышленной безопасности при эксплуатации нефтеперекачивающих станций

К любому технологическому процессу предъявляются требования безопасности. Рассматриваемое оборудование нефтеперекачивания относится к опасным производственным объектам. Ниже приведены основные требования безопасности при эксплуатации нефтеперекачивающих станций согласно РД-13.100.00-КТН-196-06 Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов.

«Оборудование и системы нефтеперекачивающих станций должны эксплуатироваться с учетом требований действующих руководящих документов, регламентов, правил и инструкций по эксплуатации оборудования» [9].

«В помещениях насосных станций должны быть вывешены технологические схемы, инструкции по охране труда и пожарной безопасности.

Помещения насосной станции должны быть оборудованы телефонной связью, звуковой и световой сигнализацией, предупреждающей об аварийной ситуации.

В помещении насосной станции:

- полы должны быть выполнены из искробезопасных и огнестойких материалов, не пропускающих и не впитывающих нефть;
- двери должны открываться наружу и не иметь запирающих устройств;
- световые проемы не должны загромождаться, стекла окон и фонарей должны быть чистыми.

Разделительные стены и перегородки, отделяющие помещения машинного зала от электростанции и других помещений должны быть исправными и герметичными» [9].

«Разделительная стена насосной станции должна проверяться на герметичность методом задымления.

Помещения насосной станции должны быть оснащены:

- системами вентиляции и отоплением;
- стационарными грузоподъемными устройствами;
- автоматической системой пенного пожаротушения,
- первичными средствами пожаротушения.

Эксплуатация оборудования насосной станции с неработоспособной, неисправной или отключенной системой автоматики и телемеханики запрещается» [9].

Основное и вспомогательное оборудование, установленное в насосной станции должно иметь:

- нумерацию в соответствии с технологической схемой;
- предупредительные надписи: «Внимание! Агрегат включается автоматически!».

«Все движущиеся и вращающиеся части оборудования должны иметь ограждения или защитные кожухи. Эксплуатация оборудования со снятыми ограждениями и защитными кожухами запрещается

При заполнении насосов нефтью газовоздушная смесь должна отводиться в систему сбора утечек по закрытой системе трубопроводов.

Пуск магистральных и подпорных насосных агрегатов при обнаружении неисправностей вспомогательных систем запрещается» [9].

«Во время работы насосных агрегатов запрещается:

- проводить обтяжку соединений и ремонт каких-либо деталей и оборудования, находящихся под давлением;
- прикасаться к вращающимся частям» [9].

«Эксплуатация основного и вспомогательного оборудования насосной станции без манометров (предусмотренных проектом), а также с неисправными или не поверенными манометрами запрещается.

В случае аварийной ситуации, а также при обнаружении какой-либо неисправности, нарушающей нормальный режим работы насосного агрегата или создающей угрозу жизни и здоровью персонала, насосный агрегат должен быть остановлен, задвижки на входных и выходных трубопроводах данного агрегата должны быть закрыты» [9].

«Опознавательная окраска, предупредительные знаки и знаки безопасности, наносимые на оборудование, трубопроводы и ограждения, должны соответствовать требованиям действующих стандартов.

Запорная арматура должна иметь нумерацию, соответствующую технологической схеме и указатели, показывающие состояние запорной арматуры: «открыто», «закрыто». Электроприводы запорно-регулирующей арматуры должны быть выполнены во взрывозащищенном исполнении.

При открытии и закрытии запорной арматуры запрещается применение дополнительных рычагов.

Работы в помещении насосной станции необходимо выполнять инструментом, исключающим искрообразование.

Промасленный, либо пропитанный нефтью обтирочный материал должен собираться в специальные металлические ящики с плотно закрывающимися крышками и удаляться по окончании смены в специально отведенное место за пределами насосной станции.

В помещении насосной станции при работающих насосных агрегатах запрещается проводить огневые работы.

В качестве переносного освещения должны применяться аккумуляторные фонари во взрывозащищенном исполнении, включать и выключать которые необходимо вне помещения насосной станции.

Переносные средства связи и мобильные телефоны не взрывозащищенного исполнения должны быть выключены при входе в помещение насосной станции.

Эксплуатация технологических трубопроводов должна проводиться при давлениях, не превышающих значения максимально разрешенного давления.

На технологических трубопроводах должна быть предусмотрена возможность их освобождения от нефти при аварии или ремонте стационарными, или передвижными откачивающими средствами» [9].

«Система фильтров грязеуловителей должна иметь в резерве один фильтр- грязеуловитель. Работоспособное состояние системы фильтров следует контролировать по перепаду давления на фильтре» [9].

«Обеспечение безопасности резервуарных парков

На каждый резервуар должна быть составлена технологическая карта резервуара. Заполнение и опорожнение резервуара должны проводиться в пределах параметров, установленных технологической картой резервуара.

На каждый резервуар должен быть нанесен номер, соответствующий технологической схеме. На стенке резервуара должна быть нанесена надпись: «Огнеопасно».

Одновременные операции с задвижками во время приема (откачки) нефти, связанные с отключением действующего и включением нового резервуара, запрещаются.

В процессе эксплуатации приемо-раздаточных устройств необходимо контролировать герметичность фланцевых соединений.

Действующий резервуар должен быть немедленно выведен из работы и освобожден от нефти в случае появления утечки нефти непосредственно из резервуара.

Подогрев нефти при хранении, проведение сливо-наливных операций, а также отогревание остатков застывшей нефти допускается паром или горячей водой.

Нахождение обслуживающего персонала на плавающей крыше резервуара или понтоне во время закачки и откачки нефти запрещается.

Измерение уровня и отбор проб во время грозы, при скорости ветра свыше 12,5 м/с, а также во время закачки (откачки) запрещается. При отборе проб и измерении уровня нефти в резервуаре обслуживающий персонал (не менее двух человек) должен стоять спиной к ветру. Заглядывать в открытый люк или низко наклоняться к его горловине без противогаза запрещается» [9].

«Измерение уровня нефти в резервуарах должно проводиться с помощью дистанционных средств измерения. При необходимости ручного измерения уровня и температуры, а также отборе проб нефти переносными средствами во избежание искрообразования следует» [9]:

- «использовать спецодежду из тканей, не накапливающих заряды статического электричества и обувь с подошвой, не дающей искрообразование;
- применять инструмент, пробоотборники и рулетки с лотом из материалов, не дающих искр, при ударе. Перед отбором проб пробоотборник должен быть заземлен;
- отбор проб и (или) измерение уровня проводить не ранее, чем через 2 часа после прекращения операций закачки-откачки;
- обтирать ленту рулетки хлопчатобумажной ветошью.

Крышка замерного люка после отбора пробы и замера уровня нефти должна быть плотно закрыта. Под крышкой замерного люка должна быть проложена медная, свинцовая или резиновая прокладка во избежание искрообразования. Закрытие крышки должно выполняться осторожно, без падений и ударов ее о горловину люка.

Электронные переносные приборы замера уровня и температуры нефти в резервуаре должны быть во взрывобезопасном исполнении. Питание датчиков должно включаться за каре резервуаров.

Лестницы для перехода через обвалование или ограждающую стену (для отдельно стоящего резервуара не менее двух переходов, для группы резервуаров не менее четырех переходов), должны содержаться в исправном состоянии. Переход через обвалование в других местах запрещается.

Резервуарные парки или отдельно стоящие резервуары должны быть защищены от прямых ударов молнии, электростатической и электромагнитной индукции, заноса высоких потенциалов устройствами молниезащиты.

Во время грозы приближаться к молниеотводам ближе, чем на 4 м запрещается, на молниеотводах должны быть вывешены предупредительные надписи» [9].

«Для защиты от статического электричества должно быть выполнено заземление оборудования, резервуаров, трубопроводов.

Автоматическая система пожаротушения резервуаров должна находиться в состоянии постоянной готовности к работе. В процессе эксплуатации запрещается отключение автоматической установки пожаротушения и перевод из режима автоматического управления на ручной пуск» [9].

1.3 Виды нефтеперекачивающих станций, используемых на предприятиях нефтяной отрасли

Нефтеперекачивающие станции обеспечивают непрерывную перекачку нефти в нефтепроводе с заданными параметрами, необходимыми для транспорта продукта в магистрале.

Нефтеперекачивающая станция является достаточно сложным объектом, имеющим в своем составе ряд отсеков и технологических узлов.

Станции бывают двух видов – головные и промежуточные.

Головные нефтеперекачивающие станции принимают нефть непосредственно из скважины или накопительного резервуара и направляют

ей под заданным давлением в нефтепровод. Промежуточные устанавливаются непосредственно на трубопроводах через определённое расстояние [10].

По исполнению насосные могут быть:

- на открытой площадке;
- в капитальном помещении;
- в блочном или блочно-модульном исполнении.

Насосные в капитальном помещении, в блочном и блочно-модульном исполнении оборудуются также системами водоснабжения, теплоснабжения, вентиляции и канализации.

Современные станции представляют собой блочно-модульные конструкции. Они могут быть двух типов:

- открытого типа, они монтируются под навесами;
- закрытого типа, они монтируются в стационарных сооружениях (блочно-модульных зданиях).

Основные функции

Нефтеперекачивающая станция (НПС) присутствует на любом нефтепроводе. Основные выполняемые функции:

- забор нефти из зоны с определенным давлением (трубопроводы, резервуары, емкости) и подача ее в магистраль;
- повышение давления на определенном участке нефтепровода для сохранения параметров перекачки.

Особенности исполнения нефтеперекачивающих станций:

- сокращение затрат времени на подбор оборудования и приборов КИПиА;
- максимально короткий срок проведение строительства или реконструкции объекта, получив оборудование на площадку строительства в максимальной заводской готовности со смонтированными технологическими узлами;

- возможность работы с нефтью с высоким газовым фактором и высоким содержанием серы;
- специальная комплектация НВ: межсервисный период до 5 лет, возможность работы со средой с содержанием механических примесей и высокой вязкостью, увеличенный ресурс службы, отсутствие пульсаций среды (без использования дополнительного оборудования), более низкое энергопотребление;
- насосные агрегаты различных конструкций (центробежные, винтовые, ротационные) и дополнительное технологическое оборудование (фильтры, гасители пульсаций, предохранительные клапаны, обратные клапаны, запорная арматура и так далее), а также оборудование КИПиА - от ведущих производителей России, Германии и США, Италии;
- возможность локального управления и контроля устройств блока посредством дисплея;
- возможность передачи данных на удаленный диспетчерский пункт, в том числе используя GSM-модуль;
- разработка индивидуальных программ управления режимами перекачки под требования заказчика;
- возможность регулирования мощности и степени производительности;
- ведение технологического журнала с занесением в память контроллера;
- учет среднесуточного объема перекачки.

Конструкция и комплектация

Конструктивно нефтеперекачивающие станции состоят из нескольких отдельных блок-модулей. Они могут быть как с накопительной емкостью для нефти, так и без нее [11].

В состав каждой нефтеперекачивающей станции входят:

- насосы для перекачки нефти различных конструкций (центробежные, винтовые, ротационные);
- система очистки нефти от механических частиц;
- накопительные резервуары;
- система теплообеспечения;
- система водоснабжения;
- системы электроснабжения;
- противопожарная система;
- система вентиляции;
- система маслоснабжения;
- система телемеханики, связи и автоматики;
- учетный узел;
- трубопроводная система;
- грузоподъемные механизмы (тали);
- вспомогательные и бытовые помещения.

Дополнительная комплектация технологическим оборудованием
К вспомогательному оборудованию относятся:

- система смазки;
- подстанция, которая понижает напряжение, поступающее с ЛЭП, до необходимого уровня;
- котельная;
- водопроводная система;
- канализация;
- вентиляция.

Дополнительная комплектация приборами КИПиА

Приборы КИП и автоматики предназначены для ручного или автоматического управления работой станции, а также защиты ее оборудования при возникновении аварийных ситуаций. Ручное управление

может осуществляться как непосредственно на станции, так и с удаленного диспетчерского пункта. КИП и автоматика выполняют такие функции:

- контроль за соблюдением безопасного режима работы станции;
- контроль за точным поддержанием всех режимов технологических параметров работы оборудования;
- анализ действующих показаний работы станции в части давления, скорости перекачки и других параметров;
- контроль за исправностью основного и вспомогательного оборудования станции;
- управление электроприводами задвижек, клапанов и электромагнитных вентилей, а также контроль за правильностью их срабатывания;
- контроль за режимом прокачки нефти, состоянием нефтепровода и подпорных насосных установок;
- анализ предельно допустимых параметров работы станции.

В качестве дополнения на щитах КИП и автоматики по просьбе заказчика могут быть установлены аппаратура для дистанционного управления работой оборудования, а также дополнительная система сигнализации и измерительные приборы [12].

«Насосные относятся к взрывоопасным помещениям класса В-1а, в которых при нормальной эксплуатации взрывоопасных смесей горючих паров с воздухом быть не должно; их появление возможно только в результате аварий или неисправностей. Оборудование насосных делится на основное и вспомогательное. К основному оборудованию относятся магистральные насосы и электродвигатели к ним, к вспомогательному – системы, предназначенные для обслуживания основного оборудования: смазки подшипников насосов, оборотного водоснабжения для охлаждения масла в маслоохладителях и воздушного пространства электродвигателей при замкнутом цикле вентиляции, отвода перекачиваемой жидкости от

разгрузочных устройств насосов и отвода утечек от торцовых уплотнений, вентиляции, отопления, а также грузоподъемные механизмы.

Все системы имеют закрытое исполнение, рабочие реагенты циркулируют по замкнутому контуру.

Насосы, как правило, имеют встроенную систему импеллерного охлаждения торцовых уплотнений» [12].

«В зависимости от исполнения электродвигателей установка насосов и электродвигателей может быть осуществлена в общем зале и разных залах насосной.

Если двигатели в насосной установлены в не взрывобезопасном исполнении, то между залами насосных агрегатов и электродвигателей имеется разделительная стенка. Для защиты электростанции от проникновения взрывоопасных смесей, горючих паров с воздухом предусматривают:

- создание избыточного давления воздуха в электростанции подпорными вентиляторами;
- установка сальниковых узлов между насосным и электростанцией;
- установка безпровальной камеры с подачей избыточного давления воздуха в места технологических разъемов разделительной стенки.

Работа магистрального насосного агрегата взаимосвязана с комплексом, состоящим из технологических трубопроводов с приемовыкидными задвижками и обратным клапаном, электродвигателем, вспомогательными системами и агрегатной автоматикой.

Насосная с насосными агрегатами, как главная составляющая НПС, во многом определяет надежность и безопасность эксплуатации нефтепроводной системы. Магистральные и подпорные насосные агрегаты потребляют 92 – 97% всей энергии, подводимой к НПС, поэтому качество изготовления, оптимальный выбор рабочих колес и своевременные конструкции их узлов, рациональная технология ремонта, постоянный контроль и анализ рабочих параметров определяют высокие требования к технологии их эксплуатации.

Для перекачки нефти по нефтепроводам применяются магистральные (типа НМ) и подпорные (типа НПВ) насосы по ГОСТ 12124-87. На их долю падает около 90% парка всех насосов. Кроме того, в качестве магистральных используются насосы типа НД и ЦПС, а в качестве подпорных – насосы «Вортингтон и НМП» [12].

«Насосы по ГОСТ 12124-87 выпускаются в климатическом исполнении УХЛ и У. Категории размещения по ГОСТ 15150-69 для насосов могут быть 1, 2 и 4. Все насосы допускают параллельную работу.

По конструкции магистральные насосы по ГОСТ 12124-87 разделяются на два типа. Это насосы на подачу от 125 до 710 м³/ч и насосы на подачу от 1250 до 10000 м³/ч. Первый тип представляет собой центробежный насос, горизонтальный, секционный, многоступенчатый с кольцевыми подводами и отводом жидкости и односторонним расположением рабочих колес. Осевые усилия ротора насоса разгружены посредством гидравлической пяты. Концевые уплотнения ротора – торцового типа. Для восприятия радиальных усилий служат подшипники скольжения с принудительной смазкой. Предельное рабочее давление в корпусе – 10 МПа. Насосы напорами более 550 м последовательной работы не допускаются. Насосы подачей до 360 м³/ч допускают последовательную работу двух, остальные – трех одновременно работающих насосов.

Насосы второго типа, подачей 1250 до 10000 м³/ч представляют собой центробежную машину, горизонтальную, одноступенчатую, с рабочим колесом двухстороннего входа. Спиральный корпус насоса имеет осевой разъем в горизонтальной плоскости. В корпусе отлиты каналы полуспирального подвода и двух заходного спирального отвода. Концевые уплотнения ротора торцового типа. Опорами ротора служат подшипники скольжения с принудительной смазкой. Неуравновешенное осевое усилие воспринимается сдвоенным радиально-упорным подшипников.

Насосы с подачей $1250 \text{ м}^3/\text{ч}$ и более допускают применение сменных роторов для работы на подачах, вне рабочей зоны основного (номинального) ротора.

Для расширения области применения насосов НМ допускается уменьшение напора и подачи путем обточки колес.

Насосы НМ соединяются с двигателем зубчатой или пластинчатой муфтой. Муфты могут быть выполнены с промежуточным валом» [12].

«Назначение подпорных насосов типа НПВ – обеспечение необходимого подпора для бескавитационной работы магистральных насосов. На НПС они соединяются по параллельной схеме. Четыре типа насоса рассчитаны на номинальные подачи $1250, 2500, 3600$ и $5000 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Категория их размещения – 1 (на открытом воздухе), нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха – не ниже 50°C .

Подпорные нефтяные насосы типа НПВ представляют собой вертикальную, одноступенчатую, с рабочим колесом двустороннего входа машину. Базовой деталью насоса является стакан. К стакану приварен горизонтально направленный патрубок.

На напорном фланце стакана установлена крышка с горизонтальным напорным патрубком. К верхнему фланцу крышки крепится фонарь для монтажа электродвигателя. Проточная часть насоса имеет двухзавитковый спиральный отвод. На роторе насоса, помимо рабочего колеса, устанавливаются предвключенные колеса.

Гидравлическое осевое усилие ротора уравнивается за счет применения рабочего колеса двустороннего входа. Масса ротора и неуравновешенная часть осевого усилия воспринимаются сдвоенным верхним радиально-упорным шарикоподшипником с консистентной смазкой. Радиальные усилия воспринимаются нижним и промежуточным подшипниками скольжения, смазываемые перекачиваемой жидкостью. Концевые уплотнители ротора торцового типа.

Насос с двигателем соединяется упруго-пальцевой или пластинчатой муфтой с проставкой.

Насосы типа НПВ имеют два варианта исполнения – с нормальным и укороченным валом.

Предельное рабочее давление насосов типа НПВ – 1,5 МПа, стакан – 1,0 МПа» [12].

В таблице 1 представлены основные технические характеристики НПС.

Таблица 1 – Основные технические характеристики

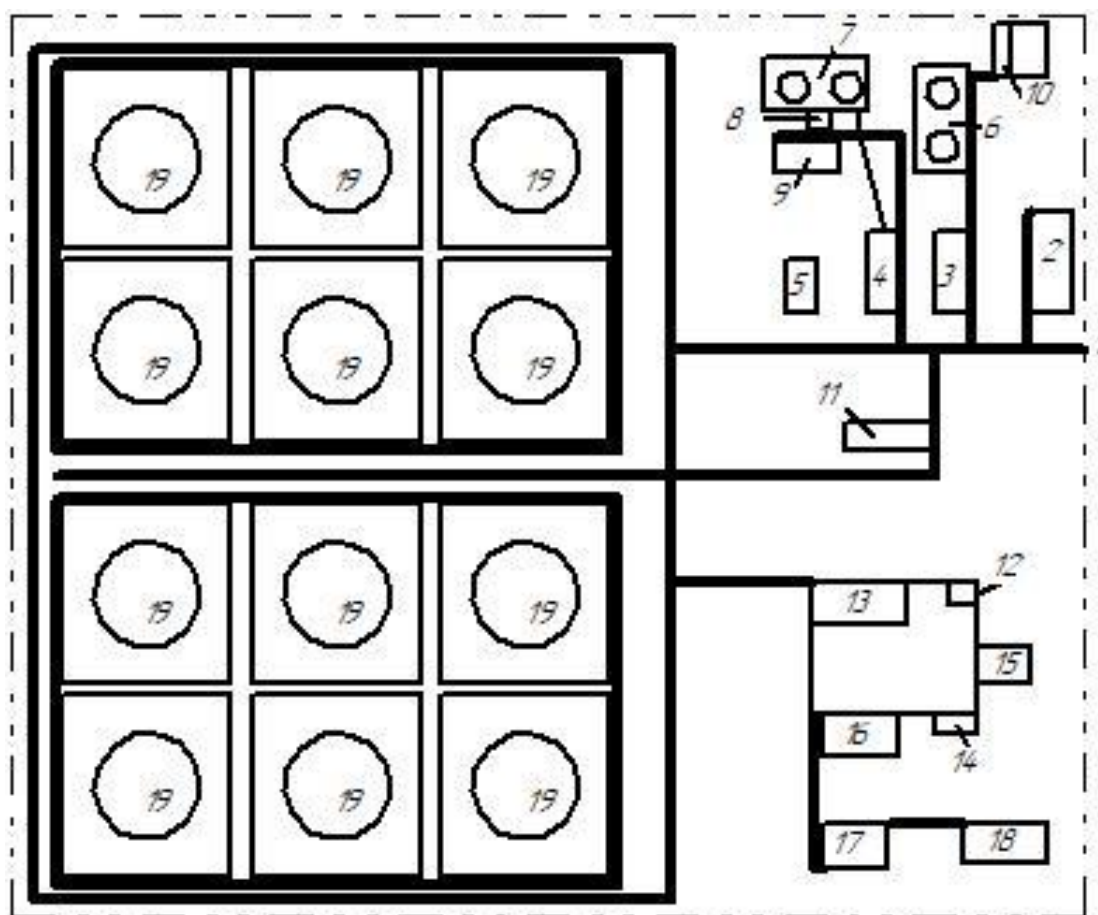
Наименование параметра	Значение
Рабочая среда	Нефть (согласно опросному листу)
Количество насосов	2...5
Давление на входе, МПа	0,05 .. 0,6
Давление на выходе, МПа, не более	0,7...24
Производительность станции, м ³ /ч	Определяется Заказчиком
Класс взрывоопасности по ПУЭ	Взрывобезопасное, согласно требованиям ПУЭ, для взрывоопасных зон класса В-1а
Климатическое исполнение /категория помещения по ГОСТ 15150	УХЛ1, ХЛ1
Степень огнестойкости здания по СНиП 21-01	II, III, IV
Температура окружающего воздуха, °С	-60... +40
Электропитание: - переменный ток, напряжением, В: - частота, Гц:	380 50

«Подпорные насосы типа НМП (насос нефтяной магистральный подпорный) предназначен для перекачивания нефти к магистральным насосам и создания перед ними подпора, необходимого для обеспечения бескавитационной работы. Насосы этого типа центробежные, горизонтальные, одноступенчатые, с рабочим колесом двустороннего входа, корпус насоса имеет осевой горизонтальный разъем по оси насоса.

В нижней части корпуса отлиты входной и напорный патрубки, расположенные горизонтально. Корпус имеет каналы полуспирального подвода и двухзаходного спирального отвода.

На валу устанавливается рабочее колесо и два предвключенных осевых колес (по одному с каждой стороны рабочего колеса). Концевые уплотнения ротора торцевого типа с подводом перекачиваемой жидкости от напорной полости насоса» [12].

На рисунке 5 [7] схематично представлен генеральный план нефтеперекачивающей станции с описанием оборудования.



1 – проходная; 2 – административный корпус; 3 – котельная; 4 – гараж; 5 – ремонтная мастерская; 6 – резервуары с топливом; 7 – подземные железобетонные резервуары; 8 – водонасосная; 9 – склады; 10 – электрическая подстанция; 11 – пожарное депо; 12 – площадка регулирующих устройств; 13 – основная насосная; 14 – площадка с предохранителями; 15 – площадка фильтров; 16 – узел учета; 17 – подпорная насосная; 18 – площадка очистных устройств; 19 – резервуар для нефтепродуктов

Рисунок 5 – Генеральный план НПС

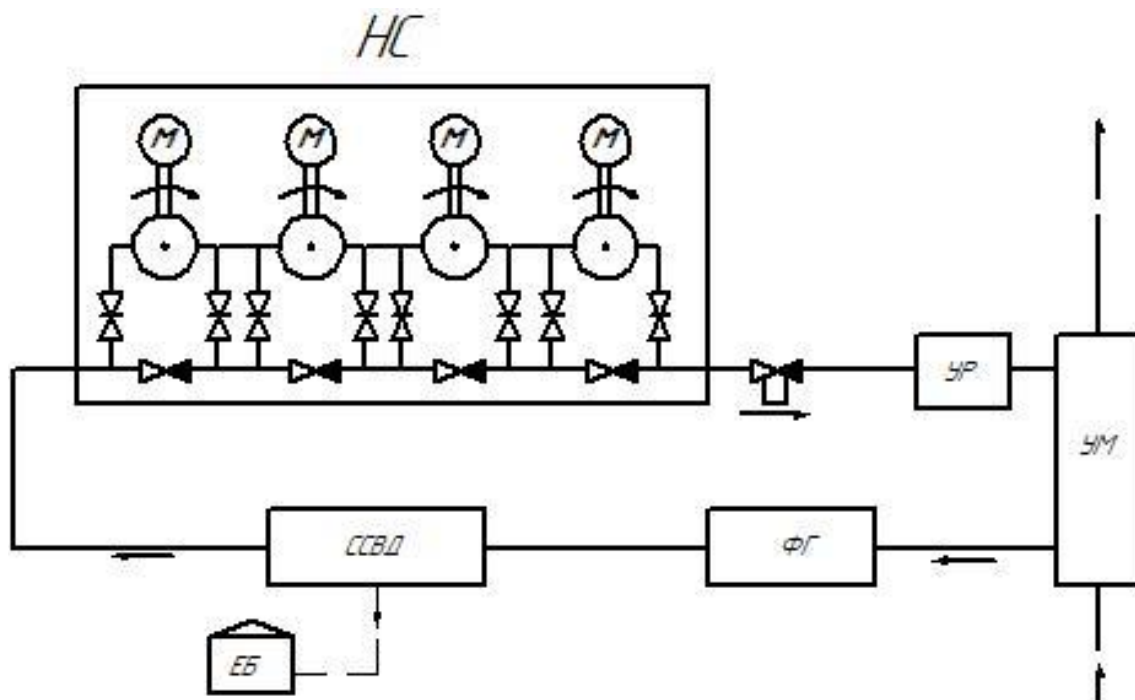
«Опорами ротора служат шарикоподшипники с жидкой смазкой при помощи смазочных колец. В корпусах подшипников выполнены камеры для охлаждающей жидкости.

Подшипник со стороны свободного конца вала наряду с радиальными воспринимает и осевые неуравновешенные усилия. Валы насоса и электродвигателя соединяются зубчатой муфтой.

Насосы НМП изготавливались трех типов на номинальные подачи 2500, 3600 и 5000 м³/ч.

Подпорные вертикальные насосы Вортингтон (типа 26 QL CM/2) нашли применение в нефтепроводном транспорте ввиду хороших показателей надежности по сравнению с аналогичными насосами отечественного производства типа НПВ. В первую очередь это объясняется тем, что они имеют частоту вращения ротора 980 об/мин по сравнению с 1500 об/мин насосов НПВ» [12].

На рисунке 6 [7] изображена технологическая схема работы нефтеперекачивающей станции.



НС – насосная станция; УМ – узел подключения НПС к магистрали; УР – узел регуляторов давления; ФГ – площадка фильтров-грязеуловителей; ССВД – система сглаживания волн давления; ЕБ – емкость безнапорная

Рисунок 6 – Технологическая схема работы нефтеперекачивающей станции

На рисунке 7 [1] показана принципиальная схема системы для последовательной перекачки нефти.

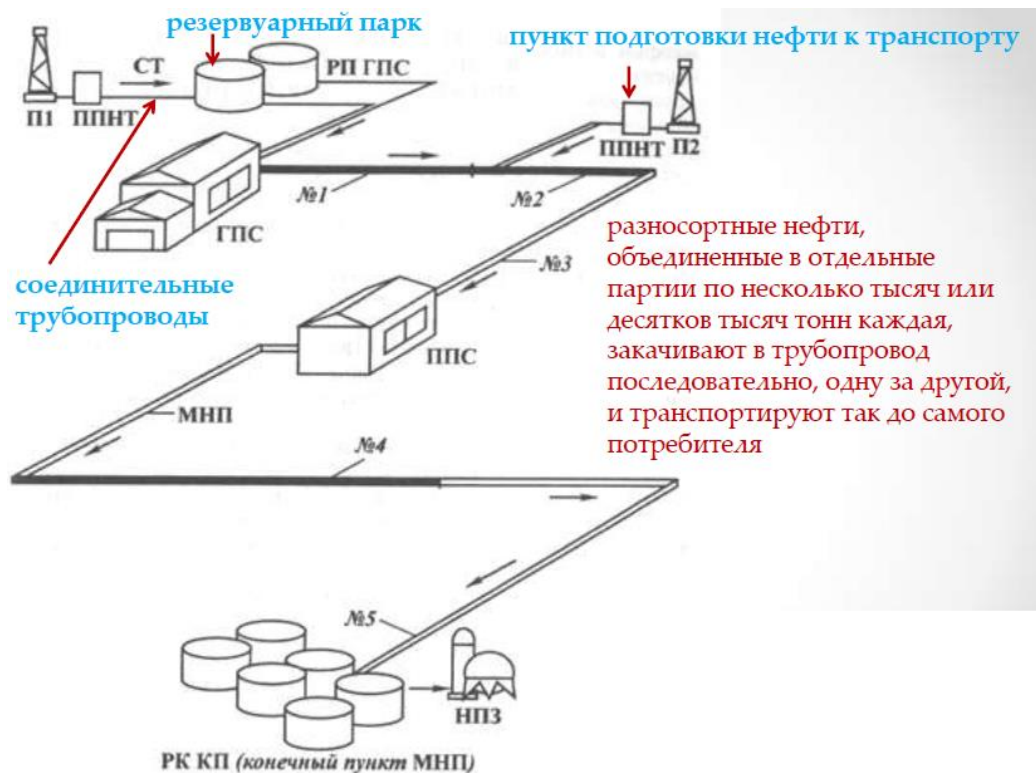


Рисунок 7 – Принципиальная схема системы для последовательной перекачки нефти

Выводы к главе 1

Таким образом, можно сделать выводы, что на всех предприятиях транспортировки продуктов по нефтепроводам существует единая система обеспечения безопасности всей системы, а именно – применение планово-предупредительных ремонтов и осмотров.

Но соблюдение всех требований нормативной и технической документации не позволяет в полном объеме обезопасить технологический процесс транспортировки нефтепродуктов. Требуется внедрение новых техник и технологий, а также модернизации задействованного оборудования либо его замена (полная или частичная).

Для обоснования предложенного метода замены оборудования на совершенной рассмотрим конкретное предприятие, которое имеет в эксплуатации магистральный нефтепровод и нефтеперекачивающую станцию. Таким предприятием является АО «Транснефть-Приволга», подразделение Самарское РНУ НПС «Большая Черниговка».

Глава 2 Обеспечение промышленной безопасности нефтеперекачивающей станции и магистральных нефтепроводов в ОАО «Транснефть – Приволга»

2.1 Политика организации в области обеспечения безопасной работы магистральных нефтепроводов

АО «Транснефть – Приволга» является подразделением ПАО «Транснефть». Основными направлениями деятельности АО «Транснефть – Приволга» [13] являются:

- транспортировка нефти с применением трубопроводной системы, которая расположена на территориях республики Татарстан, Самарской, Оренбургской, Саратовской, Ростовской и Волгоградской областей;
- проведение диагностических, профилактических, аварийно-восстановительных работ на протяжении всего трубопровода;
- соблюдение требований законодательства и нормативной базы для обеспечения экологической и промышленной безопасности эксплуатируемого оборудования.

В состав оборудования АО «Транснефть – Приволга» входят:

- магистральный нефтепровод (одноточное исполнение) – 5300 км;
- нефтеперекачивающие станции – 34 шт.;
- резервуарный парк общим объемом более 1600 000 м³.

В ПАО «Транснефть» разработаны и эффективно функционируют обязательства, касаемые вопросов охраны труда, экологической и промышленной безопасности. Данная политика включает в себя следующие пункт:

- «безусловное выполнение требований российского законодательства, международных договоров Российской Федерации, федеральных норм и правил в области охраны труда,

использования энергетических ресурсов, энергосбережения и энергоэффективности, промышленной безопасности и охраны окружающей среды;

- постоянное совершенствование системы управления охраной труда, промышленной безопасностью, системы экологического и энергетического менеджмента;
- осуществление комплекса профилактических мер, направленных на предупреждение производственного травматизма и ухудшения здоровья работников;
- снижение риска возникновения аварий на опасных производственных объектах;
- повышение энергоэффективности процессов производства на всех его стадиях;
- защита окружающей среды и предотвращение загрязнения» [13].

С целью соблюдения разработанных принципов безопасной работы все дочерние предприятия ставят следующие цели и задачи:

- «обеспечение охраны труда, в том числе за счет достижения уровня производственных процессов, соответствующего современному состоянию техники и достижениям науки, руководствуясь принципом приоритетности жизни и здоровья работников по отношению к результатам производственной деятельности;
- организация статистического наблюдения за энергоэффективностью, мониторинг и анализ основных характеристик использования и потребления топливно-энергетических ресурсов и факторов, влияющих на уровень их потребления;
- внедрение комплекса организационных и технических мероприятий, реализуемых в рамках утвержденной Программы энергосбережения для снижения потребления топливно-энергетических ресурсов;

- улучшение состояния промышленной и экологической безопасности за счет своевременной замены и повышения надежности оборудования, обеспечения его безопасной и безаварийной работы;
- поддержание высокого уровня готовности аварийно-спасательных формирований, оснащение их современными техническими средствами для ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;
- выделение достаточных для достижения целей материальных, финансовых и кадровых ресурсов;
- повышение уровня информированности работников об охране труда и условиях труда на рабочем месте, требованиях промышленной безопасности, мотивация их к бережному расходованию всех видов ресурсов;
- обеспечение, развитие и стимулирование личной и коллективной ответственности работников за соблюдение требований охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды;
- повышение ответственности персонала за рациональное и эффективное расходование энергоресурсов;
- организация сотрудничества с государственными органами, научно-исследовательскими организациями и другими заинтересованными сторонами с целью обмена опытом, разработки и внедрения прогрессивных норм и правил;
- использование и внедрение передовых технологий в области охраны труда, энергоэффективности, промышленной безопасности и экологии при проектировании, строительстве, техническом перевооружении, реконструкции и капитальном ремонте объектов трубопроводного транспорта;
- организация эффективного производственного контроля за соблюдением требований охраны труда, энергоэффективности и энергосбережения, состоянием промышленной и экологической безопасности» [13].

Также на предприятии разработаны и функционируют методы контроля соблюдения всех требований безопасности, которые отражены в таблице 2.

Таблица 2 – Меры по обеспечению безопасной эксплуатации оборудования НПС

Контролируемый процесс / Риск возникновения аварийной ситуации	Применяемые меры контроля
Хранение нефтепродуктов Возможные риски: пожар, взрыв, негативное воздействие на окружающую среду, нанесение вреда здоровью	<ul style="list-style-type: none"> – соблюдение законодательных требований, нормативной и технической документации при хранении и транспортировке нефтепродуктов; – проверка персонала на обучение и аттестацию в области промышленной безопасности; – содержание резервуаров и насосов в надлежащем состоянии с постоянным контролем всех параметров; – расчет и определение опасных зон, установка знаков безопасности (предупреждающих, указывающих).
Передвижение по территории НПС транспортных средств Столкновение с конструкциями, другими транспортными средствами, людьми	<ul style="list-style-type: none"> – разработана схема движения транспортных средств; – вывешены знаки безопасности (предупреждающие, указывающие, предписывающие); – разработана механическая защита конструкций от возможных повреждений.
Опасные вещества Утечки веществ при проведении работ по ремонту и обслуживанию оборудования	<ul style="list-style-type: none"> – хранение используемых материалов (масла, обезжиривающие вещества) для проведения работ по ремонту и обслуживанию оборудования в оригинальных упаковках, проверка плотности закрытия; – своевременное устранение разливов технологических жидкостей; – предоставление персоналу специальной одежды, специальной обуви и других средств защиты, обучение правильным приемам методам применения СИЗ.
Электричество Неправильное обслуживание или использование оборудования, применение электрифицированного инструмента во влажной среде	<ul style="list-style-type: none"> – проведение работ по обслуживанию электрической части оборудования НПС обученным и аттестованным персоналом; – использование сертифицированного изолированного электрооборудования, инструмента и проводов (кабелей); – наличие знаков электробезопасности на оборудовании.
Пожарные риски Загромождение эвакуационных выходов	<ul style="list-style-type: none"> – проведение проверок соблюдения требований пожарной безопасности на объектах; – своевременное удаление загрязненного песка от

Проведенное исследование методов и средств обеспечения промышленной безопасности на объектах АО «Транснефть – Приволга» показывает, что на данном этапе их применение позволяет снизить риск возникновения аварийных ситуаций.

Для более детального рассмотрения поставленного вопроса темы исследования рассмотрим НПС «Большая Черниговка».

2.2 Описание рассматриваемого объекта

Наименование станции - НПС «Большая Черниговка»

Месторасположения – РФ, Самарская область Большечерниговский район с. Большая Черниговка.

Год постройки – 1970 г.

Год пуска в эксплуатацию – 1970 г.

Год реконструкции – 1976 г.

Наименование проектной организации - Гипротрубопровод г. Москва

Земельная площадь, занимаемая перекачивающей станцией – 7,9 га.

Ограждение территории – двойное ограждение сеткой рабица, система периметральной сигнализации

Расположение НПС на рельефе местности: территория НПС имеет уклон 2% в восточном направлении, в сторону с Б-Черниговка

НПС – предназначена для перекачки и подогрева высоковязких нефтей «Мангышлакского» месторождения по нефтепроводу «Атырау-Самара» диаметром 820 мм.

НПС «Большая Черниговка» относится к взрывопожароопасным предприятиям с круглосуточным режимом рабочего дня, расположена в степной зоне на Юге Самарской области, на отметке 80 метров выше уровня моря, преобладающими ветрами являются ветры «Северного» направления.

Максимальный объем годового оборота нефти составляет 15 млн. т, среднемесячная перекачка составляет 1.2 млн. т, среднесуточный объем до 41 000 м³. Максимальный объем резервуарного парка – 12 000 м³.

Штат станции состоит из управленческого аппарата – 12 человек, оперативно- дежурного персонала – 38 человек, оперативно-ремонтного персонала - 42 человек, хозяйственного персонала - 7 человек. В дневную смену ходят 46 человек, в ночную – 6 человек.

На НПС имеется 2 пожарных автомобиля АЦ-40, из них 1 автомобиль в боевом расчете, один в резерве, в штате НПС 5 водителей пожарных автомобилей, работающих по 12-ти часовому графику, создана команда ДПД в составе 12 человек, в боевом расчете на пожарном автомобиле 2 члена ДПД, водитель пожарного автомобиля. В выходные, праздничные дни, в ночь, предусмотрено дежурство членов ДПД в составе 2х человек.

Территория НПС укомплектована пожарными щитами, первичными средствами пожаротушения, ящиками с песком согласно нормам положености, в летнее время у пожарных щитов устанавливаются бочки с водой объемом 200 л.

НПС оборудована звуковой системой оповещения персонала в случае возникновения аварийной ситуации, пожара с пуском на посту № 1 (проходная).

Электроснабжение НПС нескольких назначений. Силовое – 10 кВт отключение производится с электро-трансформатора, расположенного на подстанции с восточной стороны НПС и ЗРУ масляным выключателем. Ввод 1 и ввод 2. Отключение производит дежурный электромонтер. Осветительное – 220 В отключение производит дежурный электромонтер. Аварийное – 280 В дизель-генератор. Запуск дизель-генератора производится в автоматическом режиме, вручную производит дежурный электромонтер. Пульт управления находится в дизельной.

Дороги, подъездные пути и проезды по всей территории НПС выполнены твердым покрытием (асфальт, железобетонные плиты).

Отопление на НПС осуществляется через тепловые утилизаторы, установленные в печах подогрева нефти.

В 2018 году проводилось строительство резервуара вертикального стального объемом 5000 м³ (РВС-5000). Был произведен полный демонтаж металлоконструкций и фундамента резервуара, обустроен новый фундамент, выполнен монтаж резервуара и устройство площадки с электроприводными задвижками. На объекте проведены индивидуальные испытания инженерных сетей пожаротушения и пусконаладочные работы сетей электроснабжения и автоматики.

Работы проводились в соответствии с программой технического перевооружения, реконструкции и капитального ремонта объектов АО «Транснефть – Приволга» на 2018-2019 гг. Цель – обеспечение стабильной транспортировки нефти по системе магистральных нефтепроводов.

В таблицах 3, 4, 5 представлены сводные данные по НПС «Большая Черниговка».

Таблица 3 – Техническая характеристика по НПС «Большая Черниговка»

Наименование показателей	Значение
Площадь предприятия, га	7,7966
Диаметр нефтепроводов:	Д _в 820 мм.
Максимальное давление нефти на входе НПС, МПа	3 МПа
Максимальное давление нефти на выходе НПС, МПа	4,9 МПа
Количество людей в дневное время, чел	36
Количество людей в ночное время, чел	6
Вместимость резервуарного парка, тыс.м ³	11,093

Таблица 4 – Общие сведения по резервуарному парку

Наименование параметра	Ед. измерения	Количество
Площадь резервуарного парка	м ²	7700
Емкость резервуаров в группе	тыс.м ³	10
Количество резервуаров	шт.	3
Количество групп резервуаров	ед.	1
Площадь каре наибольшей группы (худший вариант)	м ²	4470

развития пожара).		
Высота обвалования.	м	2,3

Таблица 5 – Общие сведения о нефтеперекачивающей станции

Наименование параметра	МН № 1		МН № 2			
	Ед. изм.	Кол-во	Ед. изм.	Кол-во		
Размеры в плане	м × м (м ²)	9×35(270)	м × м (м ²)	9×18(162)		
Этажность	эт.	1	эт.	1		
Степень огнестойкости		II		II		
Наличие легкобросываемых конструкций		+		+		
Противопожарные преграды. Предел огнестойкости	мин.	45	мин.	45		
Отметка уровня пола по отношению к земле.	м	-0,13	м	-0,09		
Диаметр нефтепровода	мм	219	мм	219		
Производительность насосов и их количество	м ³ /час (л/с)	300 66	5	м ³ /час (л/с)	300 66	3
Пути возможного распространения пожара по технологическим коммуникациям.		Вент. система, система сбора утечек		Вент. система, система сбора утечек		
Места установки огнезадерживающих клапанов, возможность их закрытия вручную.		Вент. система,		Вент. система,		
Наличие аварийной вентиляции.		+		+		
Наличие и места установки кнопок аварийной остановки нефтеперекачивающей станции при пожаре и кнопки пуска АУПТ в ручном режиме.		Снаружи здания – восточная сторона		Снаружи здания – восточная сторона		

На рисунке 8 [8] изображена план-схема расположения НПС «Большая Черниговка».

На предприятии разработана система управления промышленной безопасностью, в которой определены структура и правила организации производственного контроля на промышленных объектах, направленные на обеспечение высокого уровня безопасности. Подтверждением постоянной системной работы стало значительное снижение числа нештатных ситуаций. Для обеспечения безопасной эксплуатации объектов предприятия проводится их регулярная техническая диагностика, для чего разрабатывается самое современное диагностическое оборудование на основе принципов неразрушающего контроля [14].

«Эксплуатации оборудования НПС осуществляется оперативным (дежурным) и эксплуатационно-ремонтным персоналом в соответствии с технологическим регламентами и инструкциями по эксплуатации оборудования.

Инструкции по эксплуатации оборудования НПС разрабатываются с учетом требований заводов-изготовителей, определяют общие правила организации эксплуатации оборудования и систем, в том числе порядок пуска и остановки оборудования, действия персонала в процессе эксплуатации и в аварийных ситуациях.

По результатам технических осмотров и показаниям контрольно-измерительных приборов оперативный персонал информирует службы НПС о необходимости проведения диагностического контроля на работающем или остановленном оборудовании, несет ответственность за процесс остановки и пуска оборудования, осуществляет оперативное переключение основного и вспомогательного оборудования согласно утвержденным технологическим картам или указаниям диспетчера. При выходе параметров работы оборудования за допустимые пределы оперативный персонал контролирует и, при необходимости осуществляет переключения неисправного оборудования на резервное, о чем делает запись в журнале и извещает диспетчера и руководство НПС» [14].

«Ответственность персонала НПС за соблюдение требований действующих нормативно-технических документов из каждой НПС определяется должностными инструкциями.

Ответственность за правильную и безопасную эксплуатацию оборудования и сооружения НП наряду с начальником НПС несут старший инженер НПС, инженеры соответствующих служб или отделов и главный инженер нефтепроводного управления. Кроме того, начальник НПС несет ответственность за рациональное комплектование оперативного и эксплуатационно-ремонтного персонала и оснащение служб и персонала современными средствами ремонта и контроля технического состояния.

Лицо, ответственное за техническую эксплуатацию оборудования и сооружений НПС, обязано обеспечить:

- надежную, экономическую и безопасную работу каждого объекта НПС;
- разработку и внедрение мероприятий по учету и экономии электроэнергии, топлива и материалов;
- внедрение новой техники и технологии эксплуатации и ремонта оборудования, способствующих более надежной, экономичной и безопасной работе оборудования и сооружений НПС;
- организацию и своевременное проведение ремонта, периодических контролей и испытаний оборудования;
- проведение диагностических проверок работоспособности оборудования;
- наличие и своевременную проверку средств защиты и противопожарного инвентаря;
- организацию своевременного расследования отказов в работе оборудования, а также несчастных случаев, произошедших во время эксплуатации и ремонта оборудования, и своевременного устранения причин и последствий отказов» [14].

«Оперативный, инженерно-технический и эксплуатационно-ремонтный персонал по графику и местным инструкциям осуществляет с учетом оперативной ситуации контроль технического состояния оборудования НПС» [14].

Для безопасной эксплуатации НПС разработан график технических осмотров и оперативных контролей объектов, расположенных на НПС (таблица 6).

Таблица 6 – График технических осмотров и оперативных контролей объектов НПС

Объекты	Должность	Периодичность технических осмотров и оперативных контролей
Магистральные и подпорные насосные агрегаты	Дежурный персонал ИТР НПС Старший инженер Начальник НПС	Через 2 ч 2 раза в день Через 2 дня Через неделю
Запорная арматура, регуляторы давления, блок гашения ударной волны, предохранительные клапаны, система охлаждения масла и воды, фильтры-грязеуловители, система откачки утечек	Дежурный персонал ИТР НПС Старший инженер Начальник НПС	2 раза в смену 1 раз в день Через 2 дня Через неделю
Емкости для сбора и хранения нефти, технологические и вспомогательные трубопроводы, установки автоматического пожаротушения и противопожарных средств, система вентиляции	Дежурный персонал ИТР НПС Старший инженер Начальник НПС	1 раз в смену Через день Через 2 дня Через неделю
Котельная, тепловые сети	Дежурный персонал ИТР НПС Старший инженер Начальник НПС	2 раза в смену для котельных, находящихся в работе 1 раз в день для котельных, находящихся в работе Через 2 дня Через неделю

Продолжение таблицы 6

Объекты	Должность	Периодичность технических осмотров и оперативных контролей
Водопроводы, артскважины, канализация, очистные сооружения	Дежурный персонал ИТР НПС Старший инженер Начальник НПС	1 раз в сутки Через неделю Через 2 недели Через месяц
Здания и сооружения	Дежурный персонал ИТР НПС Старший инженер Начальник НПС	1 раз в сутки Через неделю Через 2 недели Через месяц

«При приемке смены оперативный (дежурный) персонал НПС обязан:

- ознакомиться со схемой и режимом работы, состоянием оборудования на своем участке путем личного осмотра в объеме, установленном инструкций (инструкция разрабатывается для конкретной НПС и утверждается главным инженером НУ (ЛПДС));
- получить сведения от сдающего смену об оборудовании, за которым необходимо вести тщательное наблюдение для предупреждения аварий или неполадок, и об оборудовании, находящемся в ремонте или резерве;
- проверить и принять инструмент, материалы, ключи от помещений, средства защиты, измерительные приборы, оперативную документацию, инструкции;
- ознакомиться со всеми записями и распоряжениями за время, прошедшее с его последнего дежурства;
- оформить приемку смены отметкой в журнале или ведомости с подписью принимающего и сдающего смену

Приемка и сдача смены во время ликвидации, отказа, производства переключений или операций по включению и отключению оборудования запрещаются» [14].

«При длительном времени ликвидации отказа сдача смены проводится с разрешения руководства НПС.

Производственные здания и сооружения в процессе эксплуатации должны находиться под систематическим наблюдением инженерно-технических работников НПС, ответственных за эксплуатацию и сохранность этих объектов.

Все производственные здания и сооружения подвергаются периодическим техническим осмотрам, которые проводятся два раза в год – весной и осенью.

Весенний осмотр проводится после таяния снега с целью освидетельствования состояния здания или сооружения и уточнения объемов работ по текущему ремонту, который будет проводиться в летний период, и капитальному ремонту для включения в перспективный план.

Осенний осмотр проводится с целью проверки подготовки зданий и сооружений к зиме. К этому времени должны быть закончены все летние работы по текущему ремонту.

Состояние противопожарного оборудования во всех зданиях и сооружениях как при периодических, так и при текущих технических осмотрах, зависящие от специфических условий эксплуатации производственных зданий, но не реже одного раза в месяц.

Внеочередные осмотры зданий и сооружений проводятся после стихийных бедствий (пожаров, ураганных ветров, больших ливней и снегопадов и т.д.) или аварий.

Так же целью технических осмотров является разработка предложений по улучшению технической эксплуатации зданий.

Все сведения по проведенным осмотрам зданий, сооружения и оборудования вносятся в специальные журналы. Согласно этим записям, разрабатываются планы и графики проведения работ по ремонту и обслуживанию с целью снижения вероятности возникновения аварийных и

чрезвычайных ситуаций при эксплуатации оборудования опасного производственного объекта» [14].

Выводы к главе 2

Проведя анализ существующей системы обслуживания и ремонтов оборудования (планово-предупредительные ремонты) нефтеперекачивающих станций, расположенных на магистральных нефтепроводах [15], а также политика предприятия в области обеспечения безопасной работы и функционирования всех узлов и агрегатов, сделан вывод, что данные мероприятия по обеспечению промышленной безопасности и охраны труда применяются в полном объеме и соответствуют всем требованиям нормативной и технической документации. Поэтому предлагается рассмотреть варианты модернизации или замены существующего технологического оборудования нефтеперекачивающей станции как важного объекта магистрального нефтепровода на более безопасные с точки зрения функциональности и надежности.

Глава 3 Предлагаемый способ обеспечения безопасности

3.1 Литературный обзор и патентный поиск по теме исследования

Современные объекты транспортировки нефти представляют собой сложный комплекс, состоящий из нефтеперекачивающих станций (НПС), линейно-производственных диспетчерских станций (ЛПДС), магистральных нефтепроводов (МНП) и совокупности дополнительных, обслуживающих элементов этой системы (подстанции, гаражи, системы обеспечения связи и т. д.). Весь этот комплекс работает как единое целое, выполняя свою главную функцию – транспортировку нефти от нефтедобывающих компаний до потребителей нефти. От того, насколько качественно будет выполнена эта функция, зависит стабильность поставок нефти и экологическая безопасность ее перекачки [16]. Перекачка нефти является технически сложным процессом. Основные задачи – доставка нефти от мест ее добычи к потребителям согласно плану поставок по объемам и установленным срокам.

Управление процессом перекачки состоит из выбора и выполнения автоматизированной системой управления (АСУ) определенных режимов работы системы нефтепроводов. Критерием оптимальности управления процессом перекачки нефти может служить стоимость электроэнергии, израсходованной на перекачку. Задача оптимального управления процессом перекачки состоит в определении режимов работы системы, минимизирующих стоимость израсходованной электроэнергии при обязательном выполнении плана приема и сдачи нефти на некоторый плановый период.

По теме исследования был проведен анализ технической и научной литературы в области методов обеспечения безопасной работы магистральных нефтепроводов.

Большой вклад в рассмотрение вопроса обеспечения безопасности нефтепроводного транспорта внес Гумеров К.М. [17] – [47]. В его работах

приведена полная информация по методам обслуживания, ремонта и поддержания работоспособного состояния оборудования магистральных нефтепроводов, теоретические и практические данные в области обеспечения безопасной эксплуатации нефтепроводного транспорта.

В статье «Анализ технического состояния объектов линейной части магистральных нефтепроводов, определение оптимальных способов поддержания объектов линейной части в нормативном состоянии» авторов Шалай А.В., Васильева М.М., Шумакова К.А. изучены математические модели оценки технического состояния линейной части магистральных нефтепроводов. Предложены обоснованные критерии для математической формализации [48].

В учебном пособии «Промышленная безопасность объектов магистральный нефтепроводов» автора Чухаревой Н.В. сведены основные требования в области промышленной безопасности к объектам трубопроводного транспорта углеводород. Описаны опасные и вредные производственные факторы, которые оказывают влияние на условия эксплуатации применяемого оборудования. Приведен перечень нормативно-технической документации, определяющий действия предприятий и сотрудников при возникновении аварийных ситуаций и инцидентов. Рассмотрены нормативные правовые акты, устанавливающие требования к техническому расследованию причин аварий на опасных производственных объектах [49].

Машков Ю.К., Гладенко А.А., Очар З.Н. в работе «Повышение эффективности нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов» рассмотрели основы развития и особенности инновационной составляющей конверсионного нефтегазового машиностроения на примере межрегиональной сибирской программы [50].

Проведем патентный поиск в области обеспечения надежности НПС [51] – [53]. Результаты исследования приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты патентного поиска

Наименование технического решения	Известные технические решения	Преимущества известных технических решений	Недостатки известных технических решений	Положительные эффекты от использования и сущность разрабатываемого решения
Нефтеперекачивающая станция бесперебойной работы	<p>Известна система перекачки нефти по магистральному нефтепроводу, содержащая магистральный нефтепровод, снабженный запорно-регулирующей арматурой, головную нефтеперекачивающую станцию с узлом подключения к напорному трубопроводу, резервуарный парк, насосное оборудование, включающее основные и подпорные насосы, узлы приема и ввода нефти (патент на изобретение RU 2352857 C1, МПК: F17D 1/08, F16L 55/00, F16K 31/12, опубл. 20.04.2009).</p>	<p>Данная система позволяет транспортировать нефть и нефтепродукты по трубопроводу.</p>	<p>Однако при возникновении аварийной ситуации в резервуарном парке и его последующем отключении от технологических трубопроводов необходима остановка перекачки нефти или нефтепродуктов на данном участке магистрального трубопровода.</p>	<p>Преимущества устройства, выполненного по предлагаемой технологической схеме: - обеспечивается возможность незамедлительного отключения резервуарного парка задвижкой при возникновении в нем аварийной ситуации без остановки перекачки на предыдущем участке. При этом сокращается объем продукта, поступающего в резервуарный парк при аварийной ситуации, тем самым повышается безопасность работы МН;</p>
	<p>Известна также типовая технологическая схема нефтеперекачивающей станции (Трубопроводный транспорт нефти / Под редакцией С.М. Вайнштока. Учеб. для вузов. В 2 т. - М.: «Недра-Бизнесцентр», 2002. - Т. 1, с. 158)</p>	<p>Существующая типовая технологическая схема нефтеперекачивающей станции предусматривает раздельную работу участков магистрального нефтепровода до и после нефтеперекачивающей</p>	<p>Данное требование обуславливает следующие нежелательные последствия (недостатки): - необходимость отключения</p>	

Продолжение таблицы 7

Наименование технического решения	Известные технические решения	Преимущества известных технических решений	Недостатки известных технических решений	Положительные эффекты от использования и сущность разрабатываемого решения
	<p>По совокупности признаков и достигаемому техническому результату данная схема нефтеперекачивающей станции является наиболее близкой к заявляемому изобретению и выбрана в качестве прототипа.</p>	<p>станции. При этом в соответствии с нормативными требованиями при возникновении аварийной ситуации в резервуарном парке предусмотрено его отключение от технологических трубопроводов на входе НПС только после остановки перекачки на участке до НПС. Это требование обусловлено необходимостью исключения превышения допустимого рабочего давления линейной части магистральных нефтепроводов и допустимого давления технологических</p>	<p>резервуарного парка приводит к остановке перекачки на предыдущем участке магистрального нефтепровода; - поступление нефти в резервуарный парк в аварийной ситуации продолжается в течение времени остановки предыдущего участка магистрального нефтепровода. При этом, если аварийная ситуация связана с пожаром в резервуаре, то подпитка горящего резервуара нефтью из магистрального нефтепровода будет продолжаться в течение времени его остановки</p>	<p>- исключается строительство одного из двух узлов сбросных пружинных предохранительных клапанов с трубопроводами сброса от данного узла; - сокращается требуемая емкость резервуара аварийного сброса. Опытный образец нефтеперекачивающей станции бесперебойной работы спроектирован, и его макетный образец показал принципиальную работоспособность установки. Изобретение обеспечивает</p>

Продолжение таблицы 7

Наименование технического решения	Известные технические решения	Преимущества известных технических решений	Недостатки известных технических решений	Положительные эффекты от использования и сущность разрабатываемого решения
Система перекачки нефти по магистральному нефтепроводу	Известна система перекачки преимущественно жидких продуктов, содержащая перекачивающие станции, емкости и устройства для переноски перекачиваемой среды к следующей по ходу транспортирования в трубопроводе перекачивающей станции, патент RU №2403492, кл.F17D 1/00, 10.11.2010	Специальные емкости разгружаются путем перекачки продукта в трубопровод, а разгруженные емкости возвращаются на предыдущую станцию перекачки для следующего цикла	и закрытия задвижек резервуара. Необходимость использования специальных транспортирующих устройств усложняет процесс транспортировки и целесообразно только при механическом повреждении самого трубопровода	непрерывность перекачки нефти при возникновении аварийной ситуации в резервуарном парке нефтеперекачивающей станции. Достигнута бесперебойность работы и повышение безопасности нефтеперекачивающей станции за счет переключения обратным клапаном потока перекачиваемой нефти, поступающего от магистрального нефтепровода, на вход магистральной насосной станции при отключении резервуарного парка.
	Система перекачки нефти по магистральному нефтепроводу, содержащая магистральный нефтепровод, снабженный запорно-регулирующей арматурой, систему связи, управления и контроля, нефтеперекачивающие станции с насосным оборудованием, включающем насосные агрегаты,	Данная система позволяет транспортировать нефть и нефтепродукты по трубопроводу.	Однако при выходе из строя какой-либо из нефтеперекачивающих станций (НПС) возникает необходимость использования емкостей резервуарного парка. Кроме того, толщина стенки трубы	

Продолжение таблицы 7

Наименование технического решения	Известные технические решения	Преимущества известных технических решений	Недостатки известных технических решений	Положительные эффекты от использования и сущность разрабатываемого решения
	<p>преимущественно с электроприводом патент RU №2352857, кл. F17D 1/08, 20.04.2009).</p>		<p>по трассе нефтепровода назначается с учетом эпюры максимальных давлений, строящейся из условия возможного отключения каждой НПС расположенных в пределах технологического участка, начало и конец которого характеризуется установкой резервуарного парка. Все это приводит к увеличению металлоемкости линейной части магистрального нефтепровода.</p>	

Продолжение таблицы 7

Наименование технического решения	Известные технические решения	Преимущества известных технических решений	Недостатки известных технических решений	Положительные эффекты от использования и сущность разрабатываемого решения
<p>Способ управления режимом работы электродвигателе й магистральных насосов нефтеперекачива ющей станции магистрального нефтепровода (НПС МН)</p>	<p>Известен способ управления электрическим режимом двигателей НПС МН, принятый нами в качестве прототипа, при котором в зависимости от объема перекачки нефти на НПС и по максимальному давлению трубопровода мощность частотно-регулируемых электроприводов насосов выбирается, как правило, одинаковой, например, для НПС с общей мощностью, равной 32МВА, четыре штуки по 8МВ.А электродвигателя СТДП - 8000</p>	<p>Вместо магистральных насосов с большими единичными мощностями могут использоваться насосы меньшей производительности группами и, соответственно, электродвигатели для их привода с меньшей единичной мощностью, чем в выше приведенном примере, то есть электродвигатели мощностью 1, 2МВ.А и др.</p>	<p>Недостатком прототипа является то, что на каждой группе для изменения расхода насоса НПС устанавливают частотно-регулируемые привода примерно одинаково большой мощности, что резко удорожает установленное на НПС электрооборудование, снижает ресурс последнего из-за того, что все группы непрерывно находятся в работе и по той же причине наблюдаются большие удельные нормы расхода электроэнергии.</p>	

Проведенный патентный поиск позволяет выбрать наиболее подходящую полезную модель для модернизации технологического процесса перекачивание нефти.

3.2 Предлагаемое решение по безопасному функционированию НПС

Важнейшим элементом технологической схемы любой нефтеперекачивающей станции являются циркуляционные насосы, осуществляющие перемещение технологических сред, обеспечивая непрерывность процесса.

Особенностью процессов является необходимость поддержания высоких температур сырья и промежуточных продуктов для протекания химических реакций. Поэтому особая роль в безопасности и непрерывности процесса.

Существующая технологическая схема нефтеперекачивающей станции предусматривает отдельную работу участков магистрального нефтепровода до и после нефтеперекачивающей станции. При этом в соответствии с нормативными требованиями при возникновении аварийной ситуации в резервуарном парке предусмотрено его отключение от технологических трубопроводов на входе НПС только после остановки перекачки на участке до НПС.

Это требование обусловлено необходимостью исключения превышения допустимого рабочего давления линейной части магистральных нефтепроводов и допустимого давления технологических трубопроводов и оборудования НПС. Данное требование обуславливает следующие нежелательные последствия (недостатки):

- необходимость отключения резервуарного парка приводит к остановке перекачки на предыдущем участке магистрального нефтепровода;

- поступление нефти в резервуарный парк в аварийной ситуации продолжается в течение времени остановки предыдущего участка магистрального нефтепровода. При этом, если аварийная ситуация связана с пожаром в резервуаре, то подпитка горящего резервуара нефтью из магистрального нефтепровода будет продолжаться в течение времени его остановки и закрытия задвижек резервуара.

Возникает необходимость в обеспечении непрерывности перекачки нефти при возникновении аварийной ситуации в резервуарном парке нефтеперекачивающей станцией.

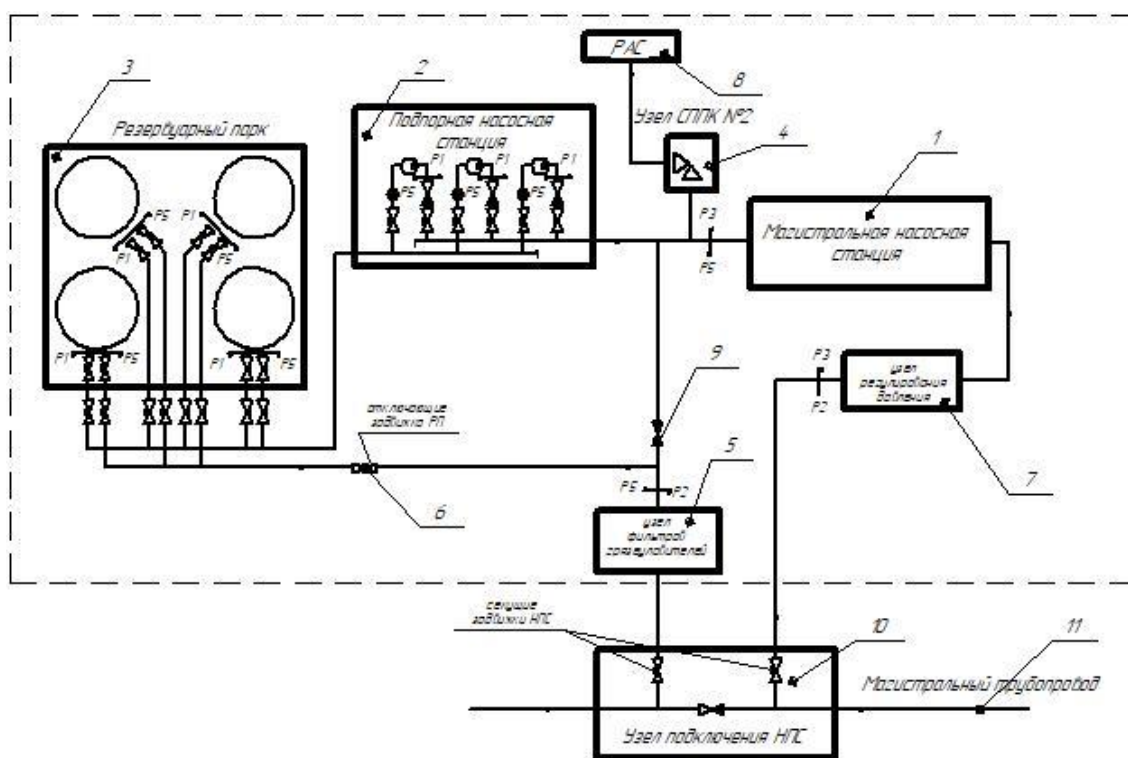
Решение поставленной задачи заключается в обеспечении бесперебойности работы и повышении безопасности нефтеперекачивающей станции за счет переключения обратным клапаном потока перекачиваемой нефти, поступающего от магистрального нефтепровода, на вход магистральной насосной станции при отключении резервуарного парка.

Задача решается, а технический эффект достигается за счет того, что нефтеперекачивающая станция бесперебойной работы, соединенная через узел подключения с магистральным нефтепроводом, содержит связанное сетью технологических трубопроводов оборудование: узел фильтров-грязеуловителей, вход которого соединен с узлом подключения, резервуарный парк, вход которого связан с выходом узла фильтра-грязеуловителя, подпорную насосную станцию, вход которой соединен с выходом резервуарного парка, магистральную насосную станцию, соединенную с выходом подпорной насосной станции, причем выход магистральной насосной станции через узел регулирования давления связан с узлом подключения, при этом выход узла фильтров-грязеуловителей соединен через обратный клапан с входом магистральной насосной станции, на трубопроводе, соединяющем выход подпорной насосной станции с входом магистральной насосной станции, после точки присоединения выхода обратного клапана установлен узел сбросных пружинных предохранительных клапанов, выход которого подключен к резервуару

аварийного сброса, а на трубопроводе, соединяющем выход узла фильтров-грязеуловителей с входом резервуарного парка, установлена отключающая задвижка.

Кроме того, трубопроводы, соединяющие узел фильтров-грязеуловителей с отключающей задвижкой и обратным клапаном, и трубопровод, соединяющий обратный клапан с магистральной насосной станцией, выполнены рассчитанными на номинальное давление 2,5 МПа.

Предлагаемая схема работы поясняется рисунком 9 [51], на котором изображена технологическая схема нефтеперекачивающей станции бесперебойной работы.



- 1 - магистральная насосная станция; 2 - подпорная насосная станция; 3 - резервуарный парк; 4 - узел сбросных пружинных предохранительных клапанов; 5 - узел фильтров-грязеуловителей; 6 - отключающая задвижка; 7 - узел регулирования давления; 8 - резервуар аварийного сброса; 9 - обратный клапан; 10 - узел подключения; 11 - магистральный нефтепровод

Рисунок 9 – Технологическая схема нефтеперекачивающей станции бесперебойной работы

Нефтеперекачивающая станция бесперебойной работы содержит последовательно соединенные с помощью технологических трубопроводов узел фильтров-грязеуловителей 5, резервуарный парк 3, подпорную насосную станцию 2, магистральную насосную станцию 1, узел регулирования давления 7, вход и выход которой соединены соответственно с выходом и входом узла подключения 10 магистрального нефтепровода 11.

Предлагаемая технологическая схема нефтеперекачивающей станции бесперебойной работы в отличие от типовой предусматривает оборудование перемычки с обратным клапаном 9 для соединения технологического трубопровода на входе НПС (после узла фильтров-грязеуловителей 5) и трубопровода на входе магистральной насосной станции 1. Для этого устанавливают трубопроводы, соединяющие узел фильтров-грязеуловителей 5 с отключающей задвижкой 6 и обратным клапаном 9, и трубопровод, соединяющий обратный клапан 9 с магистральной насосной станцией 1, которые рассчитаны на номинальное давление 2,5 МПа.

В результате выход узла фильтров-грязеуловителей 5 соединен через обратный клапан 9 с входом магистральной насосной станции 1, узел сбросных пружинных предохранительных клапанов 4, выход которого подключен к резервуару аварийного сброса 8, расположен на трубопроводе, соединяющем выход подпорной насосной станции 2 с входом магистральной насосной станции 1, после точки присоединения выхода обратного клапана 9. Вход отключающей задвижки 6 при этом соединен с выходом узла фильтров-грязеуловителей 5 и входом обратного клапана 9.

В нефтеперекачивающей станции бесперебойной работы необходим только один узел сбросных пружинных предохранительных клапанов 4 (в существующих типовых нефтеперекачивающих станциях применяются два узла с трубопроводами сброса от данных узлов в резервуар аварийного сброса), размещенный на трубопроводе, соединяющем выход подпорной насосной станции 2 с входом магистральной насосной станции 1, после точки присоединения выхода обратного клапана 9.

Указанные технические нововведения кроме решения основной задачи - обеспечения непрерывности перекачки нефти при возникновении аварийной ситуации в резервуарном парке нефтеперекачивающей станции, дают дополнительное преимущество, а именно: с учетом более высокого давления срабатывания узла сбросных пружинных предохранительных клапанов 4 (фиг. 1) (до 2,5 МПа) по сравнению с исключенным узлом сбросных пружинных предохранительных клапанов (до 1,6 МПа) уменьшается производительность сброса, что приводит к сокращению требуемой емкости резервуара аварийного сброса 8.

Предлагаемое устройство работает следующим образом.

При возникновении аварийной ситуации в резервуарном парке 3 производят его незамедлительное отключение от узла фильтров-грязеуловителей 5 путем закрытия отключающей задвижки 6 без остановки перекачки. После закрытия отключающей задвижки 6 и отключения резервуарного парка 3 возрастает давление на входе обратного клапана 9, который автоматически открывается, и поток нефти направляется по перемычке на вход магистральной насосной станции 1, осуществляющей перекачку на следующем участке магистрального нефтепровода 11.

Рост давления на входе магистральной насосной станции 1 (и соответственно, на выходе подпорной насосной станции 2) за счет потока нефти из магистрального нефтепровода 11 происходит до значения, соответствующего напорной характеристике подпорного насоса подпорной насосной станции 2 при нулевой подаче. По достижении данного давления подпорная насосная станция 2 отключается. После отключения подпорных насосных агрегатов подпорной насосной станции 2 давление на входе магистральной насосной станции 1 (и, следовательно, на выходе подпорной насосной станции 2) снизится до значения, поддерживаемого автоматической системой регулирования давления узла регулирования давления 7, подключенного к выходу магистральной насосной станции 1.

Нефтеперекачивающая станция, выполненная по предлагаемой принципиальной технологической схеме, обеспечивает возможность незамедлительного отключения резервуарного парка 3 отключающей задвижкой 6 при возникновении в нем аварийной ситуации без остановки перекачки на предыдущем технологическом участке магистрального трубопровода.

При этом происходит автоматический перевод потока нефти, поступающей из узла фильтров-грязеуловителей 5, напрямую на вход в магистральную насосную станцию 1, осуществляющую перекачку на следующем технологическом участке магистрального трубопровода.

При отключении резервуарного парка 3 и переходе НПС на режим работы «из насоса в насос» (то есть при подключении потока нефти непосредственно на вход магистральной насосной станции 1), являющемся штатным переходом, необходимо учитывать возможность аварийного отключения магистральной насосной станции 1 (например, при внезапном отключении энергоснабжения). При этом магистральный нефтепровод 11 перейдет на режим работы «минуя НПС» через обратный клапан, установленный в узле подключения 10.

Данный режим является нештатным (аварийным) и характеризуется ростом «проходящего» давления на входе НПС. В этих условиях защита по давлению технологических трубопроводов НПС и линейной части магистрального нефтепровода 11 обеспечивается с помощью узла сбросных пружинных предохранительных клапанов 4, установленного на трубопроводе, соединяющем выход подпорной насосной станции 2 с входом магистральной насосной станции 1, после точки присоединения выхода обратного клапана 9.

Узел сбросных пружинных предохранительных клапанов 4 ограничивает давление на приеме НПС до 2,5 МПа. При этом эпюра допустимого рабочего давления линейной части участка магистрального нефтепровода 10 до входа в рассматриваемой НПС (фиг. 1) должна

удовлетворять эпюре максимальных давлений, построенной с учетом максимального давления на выходе предыдущей НПС (на чертеже не показана) технологического участка и максимального давления 2,5 МПа, ограниченного с помощью узла сбросных пружинных предохранительных клапанов 4 рассматриваемой НПС. При остановке магистральной насосной станции 1 должна формироваться команда на отключение предыдущего технологического участка магистрального нефтепровода 11.

Преимущества устройства, выполненного по предлагаемой технологической схеме:

- обеспечивается возможность незамедлительного отключения резервуарного парка задвижкой при возникновении в нем аварийной ситуации без остановки перекачки на предыдущем участке. При этом сокращается объем продукта, поступающего в резервуарный парк при аварийной ситуации, тем самым повышается безопасность работы МН;
- исключается строительство одного из двух узлов сбросных пружинных предохранительных клапанов с трубопроводами сброса от данного узла;
- сокращается требуемая емкость резервуара аварийного сброса.

Опытный образец нефтеперекачивающей станции бесперебойной работы спроектирован, и его макетный образец показал принципиальную работоспособность установки.

Изобретение обеспечивает непрерывность перекачки нефти при возникновении аварийной ситуации в резервуарном парке нефтеперекачивающей станции.

Достигнута бесперебойность работы и повышение безопасности нефтеперекачивающей станции за счет переключения обратным клапаном потока перекачиваемой нефти, поступающего от магистрального нефтепровода, на вход магистральной насосной станции при отключении резервуарного парка.

Заключение

В работе проведено изучение требований промышленной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов, в состав которых входит большое количество систем и узлов. Приведены данные по причинам возникновения аварийных ситуаций и статистика аварий, которые позволили сделать упор на нефтеперекачивающие станции, как одного из основных элементов магистрального нефтепровода. Анализ эксплуатируемых НПС в нефтепроводном транспорте позволил определить основные типы станций и составное оборудование.

Для детального анализа существующих методов обеспечения промышленной безопасности на нефтеперекачивающих станциях рассмотрен производственный объект – НПС «Большая Черниговка» Самарское РНУ АО «Транснефть-Приволга». Дано описание оборудования НПС, его технические характеристики. Изучена применяемая система планово-предупредительных ремонтов оборудования станции, а также методы снижения рисков возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций. Выявлено, что необходима разработка технических решений по совершенствованию технологии работы нефтеперекачивающей станции как части нефтепроводной системы для нормального функционирования всей системы в целом при возникновении аварийных ситуаций.

Изучение литературных источников, нормативной и технической документации позволило предложить техническое решение по внедрению усовершенствованного оборудования, позволяющего функционировать системе при возникновении аварийных ситуаций без нанесения вреда всему комплексу и окружающей среде. Предлагаемая нефтеперекачивающая станция бесперебойного действия исключает вероятность переполнения резервуаров, а также при возникновении аварийной ситуации позволит своевременно отключить подачу нефти и тем самым предотвратит дальнейшее развитие негативных последствий.

Список используемой литературы

1. О промышленной безопасности опасных производственных объектов. [Электронный ресурс]: Федеральный закон от 21 июля 1997 № 116-ФЗ. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15234/ (дата обращения 29.12.2019).

2. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера. [Электронный ресурс]: Федеральный закон от 21.12.94 г. N 68-ФЗ». URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_5295/ (дата обращения 02.01.2019).

3. О государственных надзорных органах от 12.11.92 г. N 1355 с изменениями на 24 ноября 2004 года. [Электронный ресурс]: Собрание актов Президента и Правительства Российской Федерации, 1992 г., № 20, ст.1661. URL: <http://docs.cntd.ru/document/9003217> (дата обращения 23.12.2019).

4. Об утверждении Концепции национальной безопасности Российской Федерации от 17.12.97 г. № 1300. [Электронный ресурс]: Собрание актов Президента и Правительства Российской Федерации, 1997 г., № 52, ст.5909. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_17186/ (дата обращения 23.12.2019).

5. Актуальные проблемы науки и техники. Инноватика / Сборник статей по материалам международной научно-практической конференции (14 января 2020 г., г. Уфа). / –Уфа: Изд. НИЦ Вестник науки, 2020. – 291 с.

6. Гумеров К.М., Крылов Ю.В., Нагимов Р.М. Оценка напряженного состояния нефтепродуктопровода «Москва-Рязань» на переходе через реку Ока // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности объектов трубопроводного транспорта углеводородного сырья: матер. науч.-практ. конф. Уфа, 2004. С. 14-16.

7. ГОСТ 34563-2019 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технологического проектирования»

[Электронный ресурс]. URL: https://allgosts.ru/75/020/gost_34563-2019 (дата обращения 15.01.2020).

8. РД 153-39ТН-008-96 Руководству по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций. [Электронный ресурс]: Утвержден АК «Транснефть» от 27 декабря 1996 г. URL: <https://www.normacs.ru/Doclist/doc/8PQ.html> (дата обращения 15.01.2020).

9. РД-13.100.00-КТН-196-06 Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов. [Электронный ресурс]. URL: <http://docs.cntd.ru/document/471808981> (дата обращения 16.01.2020).

10. Сунагатов М.Ф., Гумеров К.М. Нарушение нормативных требований или человеческий фактор? // Энергоэффективность. Проблемы и решения: матер. науч.-практ. конф. 20-23 окт. 2009 г. Уфа, 2009. С. 173-174.

11. Сунагатов М.Ф., Гумеров К.М. Неизученное явление или человеческий фактор? // Энергоэффективность. Проблемы и решения: матер. науч.-практ. конф. 20-23 окт. 2009 г. Уфа, 2009. С. 175-177.

12. Гумеров К.М., Ракова Л.Н., Сильвестров С.А. Изменение механических свойств сварных элементов магистральных трубопроводов при длительной эксплуатации // Современные проблемы сварочного производства: сб. науч. тр. / Ред.: М.А. Иванов, И.А. Ильин. Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2016. С. 83-90.

13. Официальный сайт АО «Транснефть – Приволга». [Электронный ресурс]. URL: <https://volga.transneft.ru/ystoichivoe-razvitie/politika-v-oblasti-ohrani-tryda/> (дата обращения 20.12.2019).

14. О промышленной безопасности опасных производственных объектов. [Электронный ресурс]: Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (ред. от 29.07.2018). URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15234/1c9c247c5480a92d5b05bf126bfabb6b5da08169/ (дата обращения 20.12.2019).

15. РД 08.00-60.30.00-КТН-016-1-05 Руководство по техническому обслуживанию и ремонту оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций. [Электронный ресурс]: Утвержден АК «Транснефть» от 04 апреля 2005 г. URL: http://www.tehlit.ru/1lib_norma_doc/54/54609/index.htm (дата обращения 15.01.2020).

16. Гумеров К.М., Галяутдинов А.Б., Габдюшев Р.И. Анализ причин разрушения буровой вышки БУ 1600/100ЭУ // Надежность и сертификация оборудования для нефти и газа. 2003. № 3. С. 38-42.

17. Галяутдинов А.Б., Гумеров К.М., Гимадисламов И.М., Ахметшин А.А., Жданов А.А., Борисова Т.Н. Безопасное устройство подземных переходов стальных трубопроводов через автомобильные и железные дороги // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности объектов трубопроводного транспорта углеводородного сырья: матер. науч.-практ. конф. Уфа, 2004. С. 90-93.

18. Станев В.С., Гумеров А.Г., Гумеров К.М., Рахматуллин Ш.И. Расчет магистрального трубопровода в условиях гидроудара с учетом технического состояния // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. Уфа, 2004. С. 24-31.

19. Гумеров К.М., Бронштейн И.С., Галяутдинов А.А., Абдульманов А.М. Применение инертных газов как один из способов предотвращения взрывов при опорожнении нефтепроводов и емкостного оборудования // Безопасность труда в промышленности. 2006. № 4. С. 56-58.

20. Черкасов Н.М., Гладких И.Ф., Гумеров К.М. Изоляционные материалы с новыми свойствами для защиты от коррозии магистральных трубопроводов // Новые машины и технологии для ремонта магистральных трубопроводов: матер. Междунар. науч.-техн. конф., г. Курган, 26-27 сентября 2006 г. С. 84-85.

21. Семиков С.А., Галяутдинов А.А., Шмаков В.А., Гумеров К.М. Стратегия ремонта магистральных трубопроводов по результатам

внутритрубной диагностики // Матер. VII Всеросс. форума единой системы оценки соответствия на объектах, подконтрольных федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору 26-27 июля 2006 г. М., 2006. С. 201-204.

22. Рябов И.А., Сафиуллин Н.Ф., Гумеров К.М. Модернизация герметичного центробежного насоса // Роль науки в развитии нефтегазовой отрасли Республики Башкортостан: матер. науч.-практ. конф. Уфа, 2003. С. 142-144.

23. Сафиуллин Н.Ф., Рябов И.А., Гумеров К.М. Опыт пуска и освоения новых реакторов на установке гидроочистки Л-24-6 // Роль науки в развитии нефтегазовой отрасли Республики Башкортостан: матер. науч.-практ. конф. Уфа, 2003. С. 139-141.

24. Деричинский А.Г., Гумеров К.М., Идрисов Р.Х., Идрисова К.Р. Технология капитального ремонта подводных нефтепроводов методом подсадки // Материалы IV конгресса нефтегазопромышленников России. Тематическая секция «Проблемы и методы обеспечения надёжности и безопасности объектов трубопроводного транспорта углеводородного сырья»: тез. докл. Уфа: Транстэк, 2003. С. 118-119.

25. Гумеров К.М., Зубаилов Г.И., Семиков С.А., Головин А.В. Проблемы утилизации трубопроводов после вывода из эксплуатации // Приложение к журналу Безопасность жизнедеятельности «Промышленная и экологическая безопасность транспорта энергоресурсов по трубопроводам». 2007. № 9. С. 30-35.

26. Загребельный В.Г., Сивоконь И.С., Киченко С.Б., Бажайкин С.Г., Сираев А.Г., Гумеров К.М. Материалы для санации трубопроводов гибким полимерным рукавом // Проблемы и методы обеспечения надёжности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. Проблемы и методы рационального использования нефтяного попутного газа: матер. науч.-практ. конф. 26 мая 2010 г. Уфа, 2010. С. 194-195.

27. Сунагатов М.Ф., Гумеров К.М. Аттестации экспертов и человеческий фактор // Проблемы и методы обеспечения надёжности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. Проблемы и методы рационального использования нефтяного попутного газа: матер. науч.-практ. конф. 26 мая 2010 г. Уфа, 2010. С. 337-338.

28. Шафиков Р.Р., Гумеров К.М. Стресс-коррозия металла трубопровода в районе сварного стыка // Энергоэффективность. Проблемы и решения: матер. X Всеросс. науч.-практ. конф. 20 октября 2010 г. Уфа, 2010. С. 224-225.

29. Алексеев А.В., Гумеров К.М., Сираев А.Г. Восстановление изношенных подземных трубопроводов бестраншейными методами // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2012. Вып. 4 (90). С. 107-113.

30. Костин С.И., Минченков А.В., Гумеров К.М. Трубы из высокопрочного чугуна в нефтегазовой отрасли // Территория Нефтегаз. 2012. № 12. С. 27-31.

31. Зайцев Н.Л., Валекжанин Д.Ю., Климов В.П., Гумеров К.М. Оценка остаточного ресурса металла магистральных трубопроводов по признаку деформационного старения // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов». 2013. Вып. 2 (92). С. 44-50.

32. Алявдин Д.В., Гумеров К.М. Моделирование работоспособности внутренней полимерной оболочки в трубопроводах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2013. Вып. 3 (93). С. 73-78.

33. Гумеров К.М., Климов В.П. Один пример единства мира // Международное научное издание «Современные фундаментальные и прикладные исследования». Специальный выпуск. Матер. III Междунар. науч.-практ. конф. «Актуальные проблемы современности», г. Ессентуки 25 октября 2014 г. Кисловодск, 2014. С. 48-55.

34. Таранов Р.А., Гумеров К.М., Сираев А.Г. Испытания конусно-раструбных соединений труб // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. Вып. 4 (98). С. 108-117.

35. Чучкалов М.В., Гумеров К.М. Моделирование напряженного состояния подземного трубопровода с учетом грунтовых изменений // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2014. № 2. С. 3-6.

36. Гумеров К.М., Гимазетдинов И.Р. Напряженно-деформированное состояние трубопровода на границе подземного и воздушного участков // Прикладные проблемы прочностной безопасности нефтегазопроводов: сб. науч. тр. Уфа, 2015. С. 70-83.

37. Таранов Р.А., Гумеров К.М. Упругопластическая модель механического конусно-раструбного соединения труб // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2015. Вып. 1 (99). С. 31-38.

38. Багманов Р.Р., Бикбулатов А.Л., Гумеров К.М. Особенности напряженно-деформированного состояния двухслойных труб в условиях нестационарных термомеханических воздействий // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2015. Вып. 2 (100). С. 120-125.

39. Багманов Р.Р., Гумеров К.М., Багманов А.А. Некоторые особенности напряженно-деформированного состояния механически неоднородных сварных соединений // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2015. Вып. 3 (101). С. 97-106.

40. Зайнуллин Р.С., Гумеров К.М., Герасимов А.В., Кантемиров А.И. Оценка характеристик трещиностойкости элементов трубопроводов с острыми V-образными концентраторами // Нефтегазовое дело. 2015. Т. 13. № 3. С. 136-139.

41. Гумеров К.М., Гимазетдинов И.Р. Напряженно-деформированное состояние трубопровода на границе подземного и воздушного участков // Сб. науч. тр. под ред. проф. Р.С. Зайнуллина. Уфа, 2015. С. 70-83.

42. Чучкалов М.В., Аскарлов Р.М., Китаев С.В., Гумеров К.М. Моделирование напряженного состояния подземного газопровода в условиях неустойчивости его положения // Научно-информационный сборник «Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья». 2016. № 2. С. 41-44.

43. Черкасов Н.М., Гладких И.Ф., Сильвестров С.А., Гумеров К.М. Взаимодействие асфола с металлом трубопроводов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. Вып. 1 (103). С. 52-63.

44. Гумеров К.М., Багманов Р.Р. Человеческий фактор при конструировании и эксплуатации сложных узлов нефтепроводов // Международное научное издание «Современные фундаментальные и прикладные исследования». Кисловодск: Учебный центр «Магистр». 2016. № 4 (23). С. 72-80.

45. Матризаев М.Ю., Гумеров К.М. Влияние бетонной оболочки на напряженное состояние сварных стыков подводных промысловых трубопроводов // Современные проблемы сварочного производства: сб. науч. тр. / Ред.: М.А. Иванов, И.А. Ильин. Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2016. С. 311-315.

46. Сильвестров С.А., Гумеров К.М. Изменение свойств металлов трубопроводов при эксплуатации // Трубопроводный транспорт – 2016: матер. XI Междунар. учеб. -науч.-практ. конф. / Редкол.: Р.Н. Бахтизин и др. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. С. 137-138.

47. Гумеров К.М., Сильвестров С.А. Старение металла труб магистральных нефтегазопроводов // Перспективные материалы с иерархической структурой для новых технологий и надёжных конструкций:

тез. докл. Междунар. конф. 19-23 сентября 2016 г., Томск: ИФПМ СО РАН, 2016. С. 395-396.

48. Шалай А.В., Васильев М.М., Шумаков К.А. Анализ технического состояния объектов линейной части магистральных нефтепроводов, определение оптимальных способов поддержания объектов линейной части в нормативном состоянии. [Электронный ресурс]. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-tehnicheskogo-sostoyaniya-obektov-lineynoy-chasti-magistralnyh-nefteprovodov-opredelenie-optimalnyh-sposobov-podderzhaniya/viewer> (дата обращения 14.03.2020).

49. Чухарева Н.В., Чухарев В.А., Рудаченко А.В. Промышленная безопасность объектов магистральных трубопроводов. Учебное пособие. – Ханты-Мансийск: Принт-Класс, 2015. — 186 с.

50. Машков Ю.К., Гладенко А.А., Очар З.Н. Повышение эффективности нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов. [Электронный ресурс]. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/povyshenie-effektivnosti-neftereperekachivayuschih-stantsiy-magistralnyh-nefteprovodov/viewer> (дата обращения 20.03.2020).

51. Пат. 2597274 Российская Федерация, МПК F17D 1/08. Нефтеперекачивающая станция бесперебойной работы [Текст] / Л.М. Беккер, А.В. Назаренко; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Акционерная компания по транспорту нефти «Транснефть» (ОАО «АК «Транснефть»), Акционерное общество «Институт по проектированию магистральных трубопроводов» (АО «Гипротрубопровод»). – № 2015140587/06; заявл. 24.09.2019; опубл. 10.09.2016, Бюл. №25.

52. Пат. 128280 Российская Федерация, МПК F17D 1/08. Система перекачки нефти по магистральному нефтепроводу [Текст] / Л.М. Беккер, А.Н. Москаленко, Г.К. Хилевич; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Акционерная компания по транспорту нефти «Транснефть» (ОАО «АК «Транснефть»), Акционерное общество «Институт

по проектированию магистральных трубопроводов» (АО «Гипротрубопровод»). – №2013104719/06; заявл. 06.02.2013; опубл. 20.05.2013, Бюл. №14.

53. Пат. 2274943 Российская Федерация, МПК H02P 5/46. Способ управления режимом работы электродвигателей магистральных насосов нефтеперекачивающей станции магистрального нефтепровода (НПС МН) [Текст] / Р.С. Гаспарянц, И.А. Игнатов, А.Р. Минеев, В.М. Пестряков, Г.Г. Славов, И.Ю. Дмитриев, Р.В. Минеев; заявитель и патентообладатель: Р.С. Гаспарянц, И.А. Игнатов, А.Р. Минеев, В.М. Пестряков, Г.Г. Славов, И.Ю. Дмитриев, Р.В. Минеев. – №2004125200/09; заявл. 18.08.2004; опубл. 20.04.2006, Бюл. №11.

54. Finkelstein M.S. Measured of Risk and a Concept of Acceptable Risk / Proceeding of the International Scientific School Modelling and Analysis of Safety, Risk and Quality in Complex Systems, SPb. 2017

55. Ham J.M., Gansenvoort J. Risk analysis and emergency managment of NN№ installations: TNO-Report 91-341, 2015

56. Occupational health and safety management systems — Specification — OHSAS 18001.

57. Pipeline Product Loss Incidents (2000 – 2018) / 5th Report of the UKOPA Fault Database Management Group.

58. Verbesselt J., Hyndman R., Newnham G., Culvenor D. Materials and Technologies Ensuring Environmental Safety of Reconstruction and Overhaul of Trunk Pipelines Remote Sens. Environ, 114 (1) (2017), pp. 106-115