

Министерство Российской Федерации  
по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям  
и ликвидации последствий стихийных бедствий

Академия Государственной противопожарной службы

В. В. Рубцов, Д. Н. Рубцов

## **Пожарная безопасность технологических процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа**

Учебное пособие

Под общей редакцией кандидата технических наук, профессора, академика  
НАНПБ и ВАНКБ, член-корреспондента МАНЭБ  
*В. В. Рубцова*

Москва  
2018

УДК 075.32:614.84

ББК 35.11

П46

**Р е ц е н з е н т ы:**

*С. В. Пузач*, доктор технических наук, профессор,  
заведующий кафедрой инженерной теплофизики и  
гидравлики АГПС МЧС России;

*В. И. Фомин*, кандидат технических наук, доцент,  
профессор кафедры пожарной автоматики АГПС МЧС России

П 46 Пожарная безопасность технологических процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: учеб. пособие / В. В. Рубцов, Д. Н. Рубцов; под общ. ред. В. В. Рубцова. – М.: Академия ГПС МЧС России, 2018. – 118 с.

В учебном пособии приведены основные сведения об устройстве, технологии и оборудовании пожаро-взрывоопасных технологических процессов трубопроводного транспортирования нефти, нефтепродуктов и газа. Приведены технологические схемы и анализа их пожарной опасности на основе современных методов оценки параметров пожарной опасности технологических процессов. Особое внимание уделено способам и техническим решениям противопожарной защиты технологических процессов трубопроводного транспортирования нефти, нефтепродуктов и газа.

Учебное пособие предназначено для курсантов и слушателей образовательных учреждений высшего профессионального образования ГПС МЧС России и студентов факультетов пожарно-технического профиля других высших учебных заведений, выпускающих инженеров пожарной безопасности при изучении курса «Пожарная безопасность технологических процессов», а также для инженерно-технических работников и специалистов надзорных органов МЧС России в период подготовки и проведения плановых проверок противопожарного режима на объектах трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа.

Издано в авторской редакции

УДК 075.32:614.84

ББК 35.11

© Академия Государственной противопожарной  
службы МЧС России, 2018

## Оглавление

<i>Введение</i> .....	4
<b>1. ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТИ</b> .....	<b>6</b>
1.1. Общие положения .....	6
1.2. Свойства нефтей, влияющие на пожарную опасность технологического процесса её транспорта .....	11
1.3. Классификация нефтепроводов .....	16
1.4. Основные объекты и сооружения МНП .....	
1.5. Системы перекачки нефти.....	16
1.6. Методы перекачки высоковязкой и быстрозастывающей нефти.....	24
1.7. Правила пожарной безопасности и противопожарного режима при эксплуатации магистральных трубопроводов .....	29
<b>2. ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТЕПРОДУКТОВ</b> .....	<b>39</b>
2.1. Развитие нефтепродуктопроводного транспорта в современной России.....	39
2.2. Свойства нефтепродуктов, влияющие на технологию их транспорта и пожарную опасность процессов.....	40
2.3. Краткая характеристика нефтепродуктопроводов .....	42
2.4. Особенности трубопроводного транспорта нефтепродуктов .....	44
2.5. Оценка пожарной и взрывной опасности резервуаров хранения нефти и нефтепродуктов.....	45
2.6. Основные требования пожарной безопасности и противопожарного режима на различных участках нефтепродуктопроводов.....	49
<b>3. ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ ГАЗА</b> .....	<b>68</b>
3.1. Единая система газоснабжения .....	68
3.2. Свойства газов, влияющие на технологию и пожарную опасность их транспорта.....	69
3.3. Классификация магистральных газопроводов .....	70
3.4. Основные объекты и сооружения магистрального газопровода .....	70
3.5. Особенности пожарной опасности трубопроводного транспорта сжиженных природных газов (СПГ) .....	74
<i>Литература</i> .....	81
<b>Приложение 1.</b> Выписки из «Пособия по применению ГОСТ Р 12.3. 047–2012 Система стандартов безопасности труда «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»» для использования при выполнении расчётно-графических работ, в курсовом и дипломном проектировании по дисциплине ПБТП Академии ГПС МЧС России по направлению пожарной безопасности трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа .....	84

## Введение

Трубопроводы для транспорта жидкостей известны с давних времен. По ним перекачивали воду, рассолы, вина, квасы и др. Китайцы, за 5 тыс. лет до Рождества Христова подавали по бамбуковым трубам воду на рисовые поля, а древние индийцы отводили стоки из домов по глиняным трубам.

Вода из колодцев в Древнем Египте разводилась по деревянным, медным и свинцовым трубам. В Киосском дворце правителя острова Крит для этого использовались терракотовые трубы. Древние римляне использовали для подачи воды в дома и общественные бани свинцовые трубопроводы, в том числе расположенные на акведуках. Максимальная протяженность трубопровода тогда составляла 91 км.

С XI века для подачи воды из Волхова в Великий Новгород применяли деревянные трубы внутренним диаметром 1140 мм. Подобные трубопроводы были и в других городах Руси.

В Московский Кремль первый напорный водяной трубопровод провели в 1631–1633 гг. В Старой Руссе в XVI веке по закрытым каналам из соляного источника соляной рассол разводили по домам для выпаривания соли. В это же время в Троице-Сергиевой лавре и в Соловецком монастыре по деревянным трубам производили подачу питья – кваса из бочек хранения в трапезные и в подвалы для разлива в бочонки.

В XIX веке технология сооружения крупных напорных водоводов была уже известна, поэтому, когда началась промышленная добыча нефти, то эту технологию стали применять для её транспорта. Появлению трубопроводного транспорта способствовали дороговизны и малая скорость гужевых перевозок и железнодорожного транспорта нефти и нефтепродуктов.

Первый деревянный нефтепровод протяженностью 4,8 км диаметром 50 мм для перекачки нефти насосами построен в 1862 году в Пенсильвании (США). В России первый нефтепровод был сооружён в 1878 г.

Для перекачки газа в 1825 г. в США был сооружен первый газопровод, а первый крупный газопровод протяженностью 195 км и диаметром 200 мм построен в 1891 г. от места добычи на севере штата Индиана до Чикаго. В дальнейшем газопроводный транспорт развивался преимущественно в США.

Первый керосинопровод диаметром 50 мм был проложен в США в 1863–1864 гг.

В 1896–1906 гг. русским ученым Д. И. Менделеевым предложен и по проекту инженера В.Г. Шухова смонтирован первый в России магистральный керосинопровод диаметром 200 мм и протяженностью 883 км с 16 насосными станциями от Баку до Батуми.

Нефтепродуктообеспечение Российской Федерации представляет сложную многофункциональную систему, включающую транспорт, хранение и распределение нефтепродуктов. Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газов входит в систему нефтепродуктообеспечения и играет серьёзную роль в ТЭК России.

Важнейшими звеньями в этой системе, определяющими ее специфику, являются нефтепродуктопроводы, перевалочные и распределительные нефтебазы (НБ), наливные пункты (НП) и автозаправочные станции (АЗС).

В Российской Федерации эксплуатируется более 21 тыс. км нефтепродуктопроводов, 68 перевалочных (в т. ч. 9 морских), 1149 распределительных нефтебаз и их филиалов, охватывающих всю территорию страны.

Нефтепродуктообеспечение – процесс перемещения нефтепродуктов основными видами транспорта (железнодорожный, трубопроводный, автомобильный, речной и морской) от районов производства в районы потребления.

Газоснабжение – одна из форм энергоснабжения, представляющая собой деятельность по обеспечению потребителей газом, в том числе деятельность по формированию фонда разведанных месторождений газа, добыче, транспортировке и хранению, поставкам газа.

Сегодня состояние и технический уровень действующих мощностей ТЭК оцениваются как критическое. В нефтеперерабатывающей промышленности износ фондов превышает 80 %, более половины магистральных нефтепроводов эксплуатируется без капитального ремонта дольше 25–35 лет. На территории России сосредоточено 1/3 мировых запасов природного газа, 1/10 нефти.

В зависимости от вида транспортируемого продукта различают следующие типы узкоспециализированных трубопроводных систем:

- ❖ нефтепроводы,
- ❖ нефтепродуктопроводы,
- ❖ газопроводы,
- ❖ трубопроводы для транспортирования нетрадиционных грузов.

Независимо от того, что транспортируется по трубам, все узкоспециализированные системы состоят из одних и тех же элементов:

- ❖ подводящих и отводящих трубопроводов;
- ❖ головной и промежуточных перекачивающих станций;
- ❖ крановых узлов с задвижками;
- ❖ линейных сооружений;
- ❖ конечного пункта.

Основными достоинствами трубопроводного транспорта являются:

- ❖ возможность прокладки трубопровода в любом направлении и на любое расстояние – по кратчайшему пути между начальными конечным пунктами;
- ❖ возможность прокладки трубопроводов вне сельских и городских поселений во избежание воздействия на людей опасных факторов пожаров и взрывов при авариях, пожарах и других ЧС на трубопроводах;
- ❖ бесперебойность работы и гарантированное снабжение потребителей, независимо от погоды, времени года и суток;
- ❖ большая степень автоматизации;
- ❖ высокая надежность и простота в эксплуатации;
- ❖ снижение нагрузки на традиционные виды транспорта нефтегрузов.

К недостаткам трубопроводного транспорта относятся:

- ❖ большие первоначальные затраты на сооружение магистрального трубопровода, что делает целесообразным применение трубопроводов только при больших и стабильных грузопотоках;
- ❖ ограничения на количество сортов (типов, марок) энергоносителей, транспортируемых по одному трубопроводу;
- ❖ повышенная пожаровзрывоопасность головной и промежуточных перекачивающих станций, резервуарных парков, насосных и компрессорных помещений, линейных сооружений и площадок крановых узлов;
- ❖ невозможность обеспечения доставки сил и средств пожаротушения противопожарной службы для тушения пожаров на участках трубопроводов, расположенных в труднодоступных местах вне населённых пунктов;
- ❖ дополнительные капиталовложения на строительство новых трасс трубопровода для организации снабжения энергоносителями новых потребителей.

## **1. ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТИ**

### **1.1. Общие положения**

Современная российская система трубопроводного транспорта нефти сложилась после разделения единой системы нефтеснабжения СССР на национальные системы соседних государств, где остались локальные нефтепроводы, а также транзиты, обслуживаемые предприятиями России и во многом зависит от показателей пожаровзрывоопасности транспортируемого продукта, что влияет на пожарную безопасность трубопроводного транспорта (рис. 1, *а* и *б*).

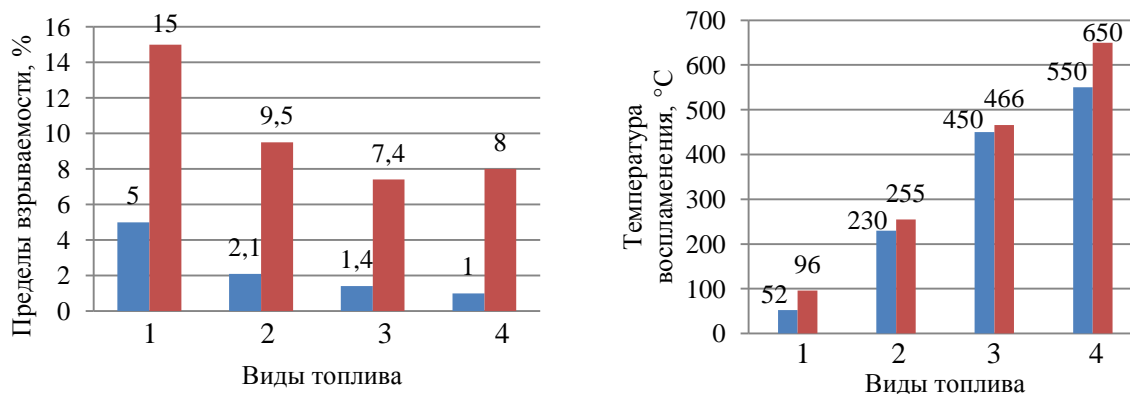


Рис. 1. Основные показатели нефтепродуктов:

*а* – концентрация горючих соединений в воздухе, при котором может произойти взрыв;

*б* – температура воспламенения;

1 – дизельное топливо; 2 – бензин; 3 – пропан; 4 – природный газ;

■ нижний предел; ■ верхний предел

К 1970 году в районах добычи нефти были сосредоточены предприятия по нефтепереработке. К этому времени в Волго-Уральском регионе построены локальные сети нефтепроводов диаметром до 500 мм небольшой протяженности. В этот же период сдан в эксплуатацию первый международный нефтепровод «Дружба-1» для экспорта нефти и нефтепродуктов в страны Восточной Европы.

В связи с разработкой месторождений нефти в Западной Сибири вдали от мест добычи нефти были возведены нефтеперерабатывающие заводы в местах потребления нефтепродуктов. Это привело к строительству сверхдальних нефтепроводов диаметром от 1220 до 1420 мм, сформировавших нынешний облик нефтепроводного транспорта России и стран СНГ.

По современной сети нефтепроводов России длиной 75 тыс. км перекачивается 558 млн тонн нефти в год из различных месторождений на отечественные НПЗ и на экспорт, включает в себя следующие трубопроводы (рис. 2):

*действующие:*

- ❖ Крупнейшая экспортная магистраль России нефтепровод «Дружба» (рабочая мощность 66,5 млн тонн в год) – (Альметьевск – Самара – Унеча – Мозырь – Брест и далее в страны Восточной и Западной Европы);
- ❖ Альметьевск – Нижний Новгород – Рязань – Москва;
- ❖ Нижний Новгород – Ярославль – Кириши;
- ❖ Самара – Лисичанск – Кременчуг – Херсон, Снегирёвка – Одесса;
- ❖ Усть-Балык – Курган – Уфа – Альметьевск;
- ❖ Нижневартовск – Курган – Куйбышев;

- ❖ Туймазы – Омск – Новосибирск;
- ❖ Туймазы – Уфа;
- ❖ Калтасы – Языково – Салават;
- ❖ Шкапово – Салават;
- ❖ Сургут – Полоцк;
- ❖ Александровское – Анжеро-Судженск;
- ❖ Красноярск – Ангарск;
- ❖ Сургут – Омск – Павлодар – Чимкент – Чарджоу;
- ❖ Балтийская трубопроводная система (рабочая мощность 74 млн тонн в год);
- ❖ Восточный нефтепровод;
- ❖ Каспийский трубопроводный консорциум (рабочая мощность 28,2 млн тонн в год);
- ❖ Баку – Новороссийск;
- ❖ Узень – Атырау – Самара;

*строящиеся и проектируемые магистральные нефтепроводы (рис. 3):*

- ❖ Балтийская трубопроводная система-II;
- ❖ нефтепровод Заполярное – Пурпе для связи месторождения Ямала с нефтепроводом «Восточная Сибирь – Тихий океан». Мощность нефтепровода 12 млн. тонн в год;
- ❖ нефтепровод «Заполярье – Пурпе – Самотлор» для транспорта нефти с Ванкорского месторождения и месторождений на севере Красноярского края на НПЗ России и мировые рынки;
- ❖ расширение Каспийского трубопровода (КТК-2) до 67 млн тонн нефти в год.

Большинством российских магистральных нефтепроводов управляет российская государственная компания «Транснефть» и её дочерние общества, которые располагают крупнейшей в мире системой магистральных нефтепроводов, длина которой составляет 48,7 тыс. км (на июнь 2006 г.) и по которой прокачивается более 90 % российской нефти.

В состав компании входит 11 нефтепроводных предприятий, в том числе:

- ❖ Балтнефтепровод (г. С.-Петербург),
- ❖ Верхневолжскнефтепровод (г. Нижний Новгород),
- ❖ МН «Дружба» (г. Брянск),
- ❖ Центрсибнефтепровод (г. Томск),
- ❖ Приволжскнефтепровод (г. Самара),
- ❖ Северные МН (г. Ухта),
- ❖ Северо-Западные МН (г. Бугульма),
- ❖ Сибнефтепровод (г. Тюмень),



- ❖ Транссибнефтепровод (г. Омск),
- ❖ Уралсибнефтепровод (г.Уфа),
- ❖ Черномортранснефть (г. Новороссийск),
- ❖ Институт «Гипротрубопровод» по проектированию магистральных трубопроводов,
- ❖ ещё 12 обслуживающих дочерних предприятий.



Рис. 2. Схема российских магистральных нефтепроводов [1]

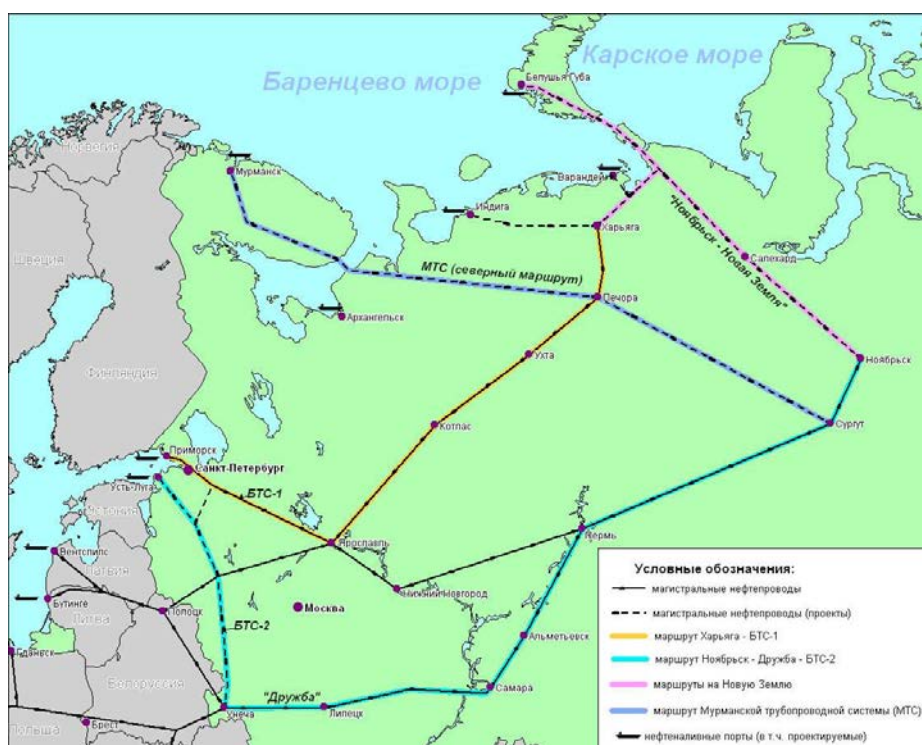


Рис. 3. Новые и проектируемые нефтепроводы России [2]

Нефтепроводные предприятия большинства соседних государств фактически координируют свою деятельность с российской компанией «Транснефть».

В настоящее время «Транснефть» эксплуатирует магистральные нефтепроводы диаметром от 400 до 1420 мм, 339 нефтеперекачивающих станций, 856 резервуаров общей вместимостью 13,5 млн. куб. м. Более половины протяженности магистральных трубопроводов составляют трубопроводы диаметром от 800 до 1220 мм, обеспечивающие транспорт почти 90 % нефти, добываемой в России. Средний диаметр нефтепроводов АК «Транснефть» превышает 800 мм; средняя дальность перекачки равна 2300 км 20 % действующих нефтепроводов базируются на месторождениях нефти Западной Сибири.

Действующие нефтепроводы имеют средние сроки эксплуатации: до 20 лет – 45,7 %, от 20 до 30 лет – 29 %, свыше 30 лет – 25,3 %. Такой возраст повышает эксплуатационные расходы и существенно влияет на повышение пожарной опасности трубопроводов. Поэтому актуальными являются организация и проведение их технического обслуживания и профилактического ремонта. Весь комплекс профилактических, ремонтно-восстановительных работ и работ по противопожарной защите объектов магистральных нефтепроводов выполняется собственными силами и средствами компании. В состав нефтепроводных предприятий входят 190 аварийно-восстановительных пунктов, 71 ремонтно-восстановительная колонна для капитального ремонта линейной части, 9 центральных (региональных) баз производственного обслуживания и ремонта и 38 баз производственного обслуживания. Практически все проектные и обслуживающие организации имеют лицензии МЧС России на проектирование, монтаж и техническое обслуживание систем противопожарной защиты.

В табл. 1 приведены сведения о крупнейших нефтепроводах АК «Транснефть».

Таблица 1

Крупнейшие нефтепроводы России в системе АК «Транснефть»

Нефтепроводы	Диаметр, мм	Длина, км	Год ввода в эксплуатацию
Туймазы – Омск – Новосибирск – Красноярск – Иркутск	720	3662	1959–64
«Дружба» (первая нитка)	529–1020	5500	1962–64
«Дружба» (вторая нитка)	529–720	4500	1966
Усть-Балык – Омск	1020	964	1967
Узень – Гурьев – Самара	1020	1500	1971
Уса – Ухта – Ярославль – Москва	720	1853	1975
Усть-Балык – Курган – Уфа – Альметьевск	1220	2119	1973
Красноярск – Иркутск	1220	1766	1973

Нефтепроводы	Диаметр, мм	Длина, км	Год ввода в эксплуатацию
Самара – Тихорецк – Новороссийск	1220	1522	1979
Нижевартовск – Курган – Самара	1220	2150	1976
Сургут – Нижний Новгород – Полоцк	1020	3250	1979–81

В табл. 2 собрана информация о крупнейших нефтепроводах различных стран мира.

Таблица 2

Крупнейшие нефтепроводы за рубежом

Нефтепровод	Страна	Диаметр, мм	Длина, км
Трансаляскинский	США	1220	1280
Сальяко – Байе – Бланка	Аргентина	356	630
Рио-де-Жанейро – Белу – Оризонти	Бразилия	457	370
Сикуко – Ковеньяс	Колумбия	307	534
Южно-Европейский (порт Лаверт – Страсбург, Карлруе)	Западная Европа	864	772
Центрально-Европейский (Генуя – Феррады – Эти)	Западная Европа	660	1000
Южноиранский	Иран	305–762	600
Трансиракский	Ирак	920	550
Трансаравийский (первая нитка)	Саудовская Аравия	787	1200
Трансаравийский (вторая нитка)	–	1200	1210
Восточно-Аравийский	–	254–914	1620
Эджеле-Ла Скирра	Алжир	610	790

Сравнивая данные этих таблиц можно сделать вывод о том, что крупнейшие нефтепроводы мира сосредоточены, в основном, в нашей стране.

## 1.2. Свойства нефти, влияющие на пожарную опасность технологического процесса её транспорта

На формирование взрывопожарной опасности технологического процесса транспорта и хранения нефти существенно влияют её физические свойства: плотность, вязкость, испаряемость, электризация, токсичность, а также показатели пожаро-, взрывоопасности, перечень которых приведён в таблице 1 приложения к Федеральному закону от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасно-

сти» – «Перечень показателей, необходимых для оценки пожарной опасности веществ и материалов в зависимости от их агрегатного состояния».

*Плотность* нефти при 20 °С колеблется в пределах от 760 до 940 кг/м<sup>3</sup>. С увеличением температуры плотность уменьшается по закону прямой. От правильного определения плотности нефти в резервуарах зависит точность ее учёта и прибыль предприятия.

*Вязкость* – один из важнейших технологических параметров нефти. От вязкости зависит выбор технологии перекачки, энергозатраты на транспортировку нефти, меры противопожарной защиты и др. Вязкости различных нефтей, добываемых в России, при 20 °С в 1,3–310,3 раз превышают вязкость воды. Величина вязкости влияет на способ транспорта нефти по трубопроводам. Маловязкие нефти перекачивают при температуре окружающей среды без предварительной обработки, а высоковязкие нефти перекачивают следующими способами: в смеси с маловязкими разбавителями; после предварительной механической или термической обработки; с предварительным подогревом и др.

*Температура застывания* – величина, определяющая характер транспортирования нефти. По мере приближения к температуре застывания фактической температуры жидкости, ее перемещение затрудняется или становится невозможным. Переход нефтяных фракций из одного агрегатного состояния в другое совершается в некотором интервале температур, поэтому температура застывания является условной величиной. Она зависит главным образом от химического состава нефти и от содержания в ней парафина и смол. Температура застывания нефти – это температура, при которой нефть, налитая в пробирку стандартных размеров, остается неподвижной в течение одной минуты при наклоне пробирки под углом 45°. Температура застывания маловязкой нефти составляет величину до – 25 °С и поэтому её можно транспортировать при температуре окружающей среды. С увеличением содержания парафина температура застывания нефти увеличивается. Пример: для Мангышлакской нефти она доходит до + 30°С, поэтому её можно перекачивать только специальными методами.

*Испаряемость* – свойство нефти и нефтепродуктов переходить из жидкого состояния в газообразное при температуре меньшей, чем температура кипения. Испарение углеводородных жидкостей происходит при любых температурах до тех пор, пока газовое пространство над их поверхностью не будет полностью насыщено углеводородами, то есть достигнет концентрации насыщенных паров. Температура и содержание в нефтях легких фракций (этана, пропана, бутана и др.) существенно влияют на скорость испарения нефти и нефтепродуктов.

Показатели пожаровзрывоопасности нефти и нефтепродуктов характеризуют способность смесей их паров с воздухом воспламеняться и взрываться при определённых условиях.

По *горючести* нефти и нефтепродукты относятся к группе горючих жидкостей, способных самовозгораться, а также возгораться под воздействием источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления. Методы испытаний на горючесть нефтей и нефтепродуктов устанавливаются нормативными документами по пожарной безопасности.

Из горючих жидкостей выделяют группы *легковоспламеняющихся* и *особо опасных легковоспламеняющихся* жидкостей, воспламенение паров которых происходит при низких температурах, численные значения которых определяются экспериментально или по соответствующим справочным и нормативным документам.

Методы экспериментальной оценки количественных показателей пожаровзрывоопасности нефтей и нефтепродуктов устанавливаются соответствующими нормативными документами по пожарной безопасности.

Наименование основных показателей, характеризующих пожаровзрывоопасность нефтей и нефтепродуктов, и их размерности приведены в табл. 3

Таблица 3

Наименование показателей взрывопожароопасности и их размерности

Показатель	Размерность
Нижний и верхний концентрационные пределы распространения пламени (воспламенения) в газах и парах	Объёмные проценты, килограмм на метр кубический
Концентрационный предел диффузионного горения газовых смесей в воздухе	Объёмные проценты
Критическая поверхностная плотность теплового потока	Ватт на квадратный метр
Линейная скорость распространения пламени	Метр в секунду
Максимальная скорость распространения пламени вдоль поверхности горючей жидкости	Метр в секунду
Максимальное давление взрыва	Паскаль
Минимальная флегматизирующая концентрация газообразного флегматизатора	Объёмные проценты
Минимальная энергия зажигания	Джоуль
Минимальное взрывоопасное содержание кислорода	Объёмные проценты
Низшая рабочая теплота сгорания	килоДжоуль на килограмм
Нормальная скорость распространения пламени	Метр в секунду
Температура воспламенения	Градус Цельсия

Показатель	Размерность
Температура вспышки паров	Градус Цельсия
Температура самовоспламенения	Градус Цельсия
Температурные пределы распространения пламени (воспламенения)	Градус Цельсия
Удельная массовая скорость выгорания	Килограмм в секунду на квадратный метр
Удельная теплота сгорания	Джоуль на килограмм

Пожароопасность паров нефти и нефтепродуктов характеризуется чаще всего температурой вспышки паров, температурой воспламенения и температурой самовоспламенения.

*Температура вспышки паров* – температура, при которой пары жидкости, нагретой при определенных условиях, образуют с воздухом смесь, вспыхивающую при поднесении к ней открытого пламени.

Углеводородные жидкости с температурой вспышки паров 61 °С и ниже относятся к легковоспламеняющимся, выше 61 °С – к горючим.

*Температура воспламенения* – температура, при которой пары жидкости при поднесении открытого пламени горят. Как правило температура воспламенения на 10–50 °С выше температуры вспышки.

*Температура самовоспламенения* – температура нагрева жидкости, при которой ее пары воспламеняются без поднесения открытого огня.

В зависимости от температуры воспламенения установлено пять групп пожароопасных смесей, признаки которых приведены в табл. 4.

Таблица 4

Группы пожароопасных смесей	
Наименование группы	Температуры воспламенения
T <sub>1</sub>	> 450 °С
T <sub>2</sub>	300–450 °С
T <sub>3</sub>	200–300 °С
T <sub>4</sub>	135–200 °С
T <sub>5</sub>	100–135 °С

Взрывоопасные свойства нефти и нефтепродуктов характеризуется величинами *нижнего и верхнего концентрационных пределов распространения пламени* (воспламенения) в газо- и паровоздушных смесях.

*Нижний концентрационный предел распространения пламени* (воспламенения) – это такая концентрация паров жидкости в воздухе, ниже которой не происходит вспышки смеси из-за избытка воздуха и недостатка паров при внесении в эту смесь источника зажигания.

Верхний концентрационный предел распространения пламени (воспламенения) соответствует такой концентрации паров нефти и нефтепродуктов в воздухе, выше которой смесь не взрывается, а горит.

Значения концентрации паров между нижним и верхним пределами распространения пламени (воспламенения) называют интервалом взрываемости. Для нефти и нефтепродуктов интервал взрываемости колеблется от 2 до 10 %.

Оптимальная для горения концентрация паров жидкостей, газов и пылей в пределах между нижним и верхним концентрационными пределами распространения пламени считают стехиометрической. Стехиометрическая концентрация горючего в смеси – такая концентрация горючих паров или горючего газа в горючей смеси (горючее + окислитель), при которой количественное соотношение горючего и окислителя соответствует коэффициентам в уравнении химической реакции. Стехиометрическая концентрация газа или паров жидкости является оптимальной для горения и наиболее опасной с точки зрения пожарной безопасности.

Расчет стехиометрической концентрации производится по уравнению реакции горения индивидуального вещества. Общие формулы для вычисления объемной и массовой стехиометрической концентрации следующие:

$$C_{\text{стех}}^{\text{объем}} = \frac{100}{1 + 4,76\beta}, \% \quad (1)$$

$$C_{\text{стех}}^{\text{масс}} = \frac{100M}{(1 + 4,76\beta)V_M}, \text{г/м}^3. \quad (2)$$

Для горючих веществ, состоящих из атомов С, Н, О, N, S, Si, P, F, Cl, Br, J, стехиометрическая концентрация в процентах объемных определяется по формуле:

$$C_{\text{стех}} = \frac{100}{4,84b + 1}, \quad (3)$$

где  $b = mC + mS + mSi + 2,5mP + 0,25(mH - mX) - 0,5mO$ , а  $mC$ ,  $mS$ ,  $mSi$ ,  $mP$ ,  $mH$ ,  $mO$  – число атомов углерода, серы, кремния, фосфора, водорода и кислорода в молекуле горючего;  $mX$  – суммарное число атомов фтора F, хлора Cl, брома Br, йода J в молекуле горючего.

Углеводородные жидкости склонны к электризации, что обусловлено их диэлектрическими свойствами и высоким электрическим сопротивлением.

При трении частиц углеводородов между собой, о стенки трубопроводов и ёмкостей, а также о воздух в жидкости возникают заряды статического электричества мощностью до нескольких десятков киловольт.

Для воспламенения стехиометрической паровоздушной смеси достаточно разряда статического электричества с энергией 4–8 кВ. Наиболее эффективные средства для защиты от разрядов статического электричества - заземление токопроводящих элементов оборудования и ограничение скорости перекачки (не более 10 м/с).

Пары нефти и нефтепродуктов токсичны и оказывают отрицательное действие на организм человека. От их воздействия заболевают органы дыхания, нервная и сердечно - сосудистая системы, снижается кровяное давление и замедляется работа сердца.

### 1.3. Классификация нефтепроводов

Нефтепровод – это трубопровод для перекачки нефти. По назначению нефтепроводы делятся на три группы:

- ❖ *внутренние;*
- ❖ *местные;*
- ❖ *магистральные.*

*Внутренние нефтепроводы* имеют небольшую протяжённость, находятся внутри предприятия и соединяют цеха и отдельные установки согласно технологическому регламенту: на промыслах – внутрипромысловые, на нефтебазах – внутрибазовые, на нефтеперерабатывающих заводах – внутризаводские и др.

*Местные нефтепроводы* соединяют различные элементы транспортной цепочки различных предприятий в пределах одного региона: нефтепромысел и головную станцию магистрального нефтепровода; нефтепромысел и пункт налива железнодорожных цистерн, либо танкеров судов. Местные нефтепроводы длиннее внутренних и достигают в длину нескольких десятков и сотен километров.

*Магистральные нефтепроводы (МНП)* предназначены для транспортировки товарной нефти из районов добычи до мест потребления, перевалки на другой вид транспорта или нефтепродуктов от мест нефтепереработки до межрегиональных и международных потребителей. Их протяженность от 50 до нескольких тысяч километров, а диаметр от 219 до 1220 мм.

### 1.4. Основные объекты и сооружения МНП

Основными объектами и сооружениями МНП являются:

- ❖ *подводящие трубопроводы;*
- ❖ *головная и промежуточные нефтеперекачивающие станции (ГНПС и ПНПС);*



- ❖ конечный пункт;
- ❖ линейные сооружения.

*Подводящие трубопроводы* соединяют места нефтедобычи с головными сооружениями МНП.

*ГНПС* служат для приёма нефти с промыслов, смешения или разделения ее по сортам, учёта и закачки из резервуаров в трубопровод. Поэтому их размещают вблизи нефтяных промыслов.

*ПНПС* обеспечивают дальнейшую перекачку нефти от ГНПС и восполняют энергию, затраченную потоком нефти на преодоление сил трения в нефтепроводе. Размещение ПНПС по трассе трубопровода определяется гидравлическим расчётом на стадии проектирования. На практике их монтируют примерно через каждые 50–200 км.

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

МНП большой протяженности подразделяют на эксплуатационные участки длиной от 400 до 600 км. Граница между ними обязательно проходит через ПНПС. ПНПС в начале эксплуатационного участка, является для этого участка головной НПС, а ПНПС, находящаяся в конце эксплуатационного участка – конечным пунктом для него.

В состав ПНПС, расположенных на концах эксплуатационного участка, в отличие от обычных НПС, входят резервуарные парки.

МНП большой протяженности состоят из (рис. 4):

- ❖ промысла;
- ❖ нефтесборного пункта;
- ❖ подводящих трубопроводов;
- ❖ головных сооружений (резервуарны, насосная, электростанция и др.);
- ❖ узла пуска скребка;
- ❖ линейного колодца;
- ❖ подземного перехода через железную дорогу;
- ❖ подводного перехода через водную преграду;
- ❖ наземного перехода через овраги;
- ❖ конечного распределительного пункта для подачи нефти на другие виды транспорта и на переработку.

В составе МНП входят:

- ❖ несколько последовательно соединенных нефтепроводов протяженностью не более 600 км каждый (или линейная часть);
- ❖ промысел;
- ❖ линейные задвижки;
- ❖ средства защиты трубопровода от коррозии (станции катодной и протекторной защиты, дренажные установки);

- ❖ переходы через естественные и искусственные препятствия (реки, дороги и т. п.);
- ❖ линии связи;
- ❖ линии электропередачи;
- ❖ дома обходчиков;
- ❖ вертолетные площадки;
- ❖ грунтовые дороги вдоль трассы трубопровода.

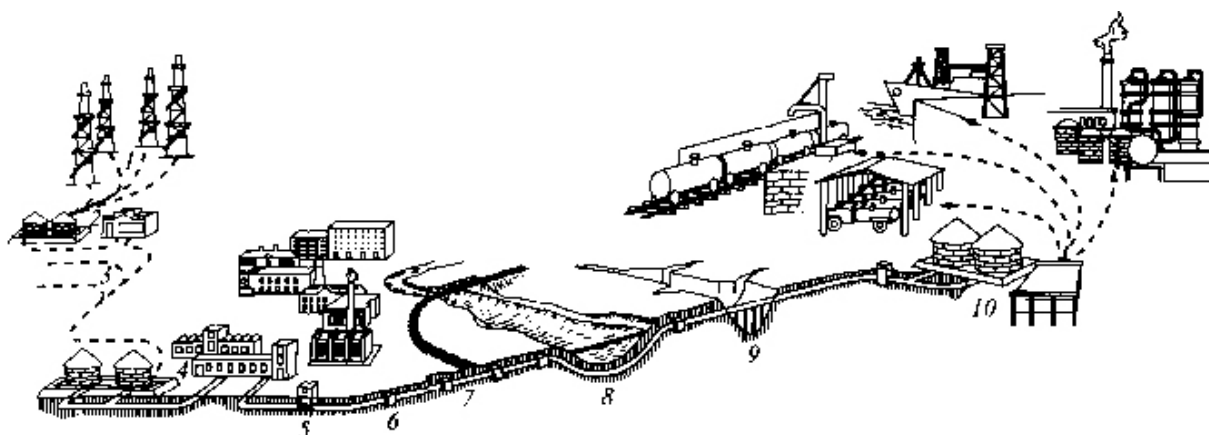


Рис. 4. Схема сооружений магистрального нефтепровода:

- 1 – промысел; 2 – линейные задвижки; 3 – средства защиты трубопровода от коррозии (станции катодной и протекторной защиты, дренажные установки); 4 – переходы через естественные и искусственные препятствия (реки, дороги и т. п.); 5 – линии связи; 6 – линии электропередачи; 7 – дома обходчиков; 8 – вертолетные площадки; 9 – грунтовые дороги

Линейные сооружения включают: трубопровод (от места выхода с промысла подготовленной к дальнейму транспорту товарной нефти) с ответвлениями и лупингами, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами подключения нефтеперекачивающих станций, узлами пуска и приема очистных устройств и разделителей при последовательной перекачке, установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии, линии и сооружения технологической связи, средства телемеханики трубопровода, линии электропередачи, предназначенные для обслуживания трубопроводов, и устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками электрохимической защиты трубопроводов; противопожарные средства, противоэрозийные и защитные сооружения трубопровода; емкости для хранения и разгазирования конденсата, земляные амбары для аварийного выпуска нефти, здания и сооружения линейной службы эксплуатации трубопроводов; постоянные дороги и вертолетные площадки, расположенные вдоль трассы трубопровода, и подъезды к ним.

опознавательные и сигнальные знаки местонахождения трубопровода; пункты подогрева нефти указатели и предупредительные знаки.

Основные элементы магистрального трубопровода – сваренные в непрерывную нитку трубы, представляющие собой собственно трубопровод.

Магистральные трубопроводы заглубляют в грунт обычно на глубину 0,8 м до верхней образующей трубы, если большая или меньшая глубина заложения не диктуется особыми геологическими условиями или необходимостью поддержания температуры перекачиваемого продукта на определенном уровне (например, для исключения возможности замерзания скопившейся воды). Для магистральных трубопроводов применяют цельнотянутые или сварные трубы диаметром 300–1420 мм. Толщина стенок труб определяется проектным давлением в трубопроводе, которое может достигать 10 МПа. Трубопровод, прокладываемый по районам с вечномерзлыми грунтами или через болота, можно укладывать на опоры или в искусственные насыпи.

На пересечениях крупных рек нефтепроводы иногда утяжеляют закрепленными на трубах грузами или сплошными бетонными покрытиями закрепляют специальными анкерами и заглубляют ниже дна реки. Кроме основной, укладывают резервную нитку перехода того же диаметра. На пересечениях железных и крупных шоссе дорог трубопровод проходит в патроне из труб, диаметр которых на 100–200 мм больше диаметра трубопровода.

С интервалом 10–30 км в зависимости от рельефа трассы на трубопроводе устанавливают линейные задвижки для перекрытия участков в случае аварии или ремонта.

Вдоль трассы проходит линия связи (телефонная, радиорелейная), которая в основном имеет диспетчерское назначение. Ее можно использовать для передачи сигналов телеизмерения и телеуправления. Располагаемые вдоль трассы станции катодной и дренажной защиты, а также протекторы защищают трубопровод от наружной коррозии, являясь дополнением к противокоррозионному изоляционному покрытию трубопровода.

Нефтеперекачивающие станции (НПС) располагаются на нефтепроводах с интервалом 70–150 км. Перекачивающие (насосные) станции нефтепроводов и нефтепродуктопроводов оборудуются, как правило, центробежными насосами с электроприводом. Подача применяемых в настоящее время магистральных насосов достигает 12500 м<sup>3</sup>/ч.

В начале нефтепровода находится головная нефтеперекачивающая станция (ГНПС), которая располагается вблизи нефтяного промысла или в конце подводных трубопроводов, если магистральный нефтепровод обслуживают несколько промыслов или один промысел, разбросанный на большой территории, ГНПС отличается от промежуточных наличием ре-

резервуарного парка объемом, равным двух-, трехсуточной пропускной способности нефтепровода.

Кроме основных объектов, на каждой насосной станции имеется комплекс вспомогательных сооружений: трансформаторная подстанция, снижающая подаваемое по линии электропередач (ЛЭП) напряжения от 110 или 35 до 6 кВ, котельная, а также системы водоснабжения, канализации, охлаждения и т.д. Если длина нефтепровода превышает 800 км, его разбивают на эксплуатационные участки длиной 100–300 км, в пределах которых возможна независимая работа насосного оборудования. Промежуточные насосные станции (ПНС) на границах участков должны располагать резервуарным парком объемом, равным 0,3–1,5 суточной пропускной способности трубопровода. ГПС и ПНС с резервуарными парками оборудуются подпорными насосами. Аналогично устройство насосных станций магистральных нефтепродуктопроводов.

Тепловые станции устанавливают на трубопроводах, транспортирующих высокозастывающие и высоковязкие нефти и нефтепродукты. Иногда их совмещают с насосными станциями. Для подогрева перекачиваемого продукта применяют паровые или огневые подогреватели (печи подогрева) для снижения тепловых потерь такие трубопроводы могут быть снабжены теплоизоляционным покрытием. Эти подогреватели вносят существенный вклад в формирование пожарной опасности всего МНП.

По трассе нефтепровода могут сооружаться пожароопасные наливные пункты для перевалки и налива нефти в железнодорожные цистерны.

Конечный пункт нефтепровода – сырьевой парк нефтеперерабатывающего завода, либо перевалочная нефтебаза, чаще морская, откуда нефть танкерами перевозится к нефтеперерабатывающим заводам или экспортируется за границу.

Поскольку применение трубопроводов экономически выгодно, а работают они в любую погоду и в любое время года, это средство транспортировки нефти действительно незаменимо – особенно для России, с ее огромными территориями и сезонными ограничениями на использование водного транспорта.

*Трубы магистральных нефтепроводов* подразделяют по способу изготовления: бесшовные для трубопроводов диаметром не более 529 мм, сварные с продольным швом при диаметрах от 219 мм до 1220 мм, а также сварные со спиральным швом.

Наружный диаметр и толщина стенки труб стандартизированы. В зависимости от климатических условий трубы для трубопроводов подразделяют на две группы: обычного и северного исполнения. Основными поставщиками труб большого диаметра (529–1220 мм) для магистральных трубопроводов являются Челябинский трубопрокатный, Харцызский

трубный, Новомосковский металлургический и Волжский трубный заводы.

*Трубопроводная арматура* предназначена для управления потоками нефти, транспортируемыми по трубопроводам. По принципу действия арматура делится на три класса: запорная, регулирующая и предохранительная:

- ❖ *запорная* арматура (задвижки) служит для полного перекрытия сечения трубопровода,
- ❖ *регулирующая* (регуляторы давления) – для регулировки (изменения) давления или расхода перекачиваемой жидкости,
- ❖ *предохранительная* (обратные и предохранительные клапаны) – для защиты трубопроводов и оборудования при превышении допустимого давления, а также предотвращения обратных токов жидкости.

*Задвижки* – запорные устройства, в которых проходное сечение перекрывается поступательным перемещением затвора в направлении, перпендикулярном направлению движения нефти. Открывание-закрывание задвижек на МНП всегда производится с помощью электроприводов.

*Регуляторы давления* – устройства для автоматического поддержания давления на заданном уровне.

*Предохранительные клапаны* - устройства, предотвращающие повышение давления в трубопроводе сверх установленной величины. На нефтепроводах применяют мало- и полноподъемные предохранительные клапаны закрытого типа, работающие по принципу сброса части жидкости из места возникновения повышенного давления в специальный сборный коллектор.

*Обратным клапаном* называют устройство для предотвращения обратного движения среды в трубопроводе.

Арматура МНП рассчитана на рабочее давление до 6,4 МПа.

Пожаровзрывобезопасность всей трубопроводной системы МНП достигается за счет совокупности комплекса инженерно-технических мероприятий и работ: качественный монтаж, регулярное техническое обслуживание и планово-предупредительный ремонт для поддержания работоспособности трубопроводной арматуры, фланцевых уплотнений и прокладок.

***Средства защиты трубопроводов от коррозии.*** Стальные трубопроводы, подвержены коррозии - проложенные в грунте почвенной коррозии, а над землей – атмосферной коррозии. Почвенная и атмосферная коррозии происходят в результате химических процессов, протекающих в средах, не проводящих электрический ток – в газах, нефтях, нефтепродуктах и в результате электрохимических реакций – в водных растворах электролитов. На поверхности труб образуются анодные и катодные зоны, между кото-

рыми протекает электрический ток. В результате в анодных зонах металл труб разрушается.

Трубопроводы от коррозии защищают пассивными (изоляционные защитные покрытия) и/или активными (электрохимическая защита) средствами, которые выбирают на стадии проектирования. Недостаточная антикоррозийная защита приводит к образованию коррозионных свищей в стенках трубопровода, разрушению их, фонтанированию и разливу жидких углеводородов в месте прорыва, образованию разливов жидких углеводородов, паровоздушных облаков взрывопожароопасных концентраций, воспламенению этих паров, взрыву и пожару.

В процессе эксплуатации при необходимости монтируют дополнительные протекторные установки и станции катодной и дренажной защиты.

**Насосно-силовое оборудование.** Насосами называются гидравлические машины для перекачки жидкостей. При транспорте нефти по трубопроводам используют в основном центробежные насосы (рис. 5), элементами которых являются: спиральная камера (3), всасывающий (2) и нагнетательный (4) патрубки, внутри которого вращается закрепленное на валу рабочее колесо (8). Лопатки его изогнуты в сторону, противоположную направлению вращения.

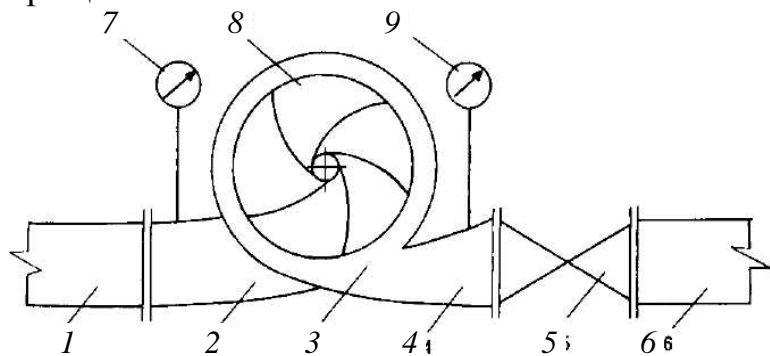


Рис. 5. Принципиальная схема насосной установки на базе центробежного насоса улиткообразного корпуса:  
1 – всасывающий трубопровод;  
2 – всасывающий патрубок насоса; 3 – спиральная камера;  
4 – нагнетательный патрубок,  
5 – напорная задвижка;  
6 – напорный трубопровод;  
7 – мановакуумметр; 8 – рабочее колесо; 9 – манометр

**Принцип работы центробежных насосов.** Из всасывающего трубопровода (1) через патрубок жидкость поступает на вращающиеся лопатки рабочего колеса (8). Под действием центробежных сил она отбрасывается к периферии насоса. При этом, механическая энергия вращения вала двигателя преобразуется в кинетическую энергию жидкости. Двигаясь по спиральной камере (3), жидкость попадает в расширяющийся нагнетательный патрубок (4), где по мере снижения скорости возрастает давление жидкости. Через напорную задвижку (5) жидкость поступает в напорный трубопровод (6).

Для контроля за работой насоса контролируют изменение давления во всасывающем и нагнетательном патрубках с помощью мановакуумметра (7) и манометра (9).

Заданный режим перекачки на входе в центробежные насосы должен поддерживаться определённым подпором, который называют допустимым кавитационным запасом.

По величине развиваемого напора центробежные насосы МНП делятся на основные и подпорные. В качестве основных используются нефтяные центробежные насосы серии НМ.

Марка насосов расшифровывается следующим образом: Н – насос, М – магистральный, первое число после букв – подача насоса ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ) при максимальном коэффициенте полезного действия (КПД), второе число – напор насоса (м) при максимальном КПД. Насосы НМ на небольшую подачу (до  $710 \text{ м}^3/\text{ч}$ ) – секционные, имеют три последовательно установленных рабочих колеса с односторонним входом жидкости. Остальные насосы являются одноступенчатыми и имеют рабочее колесо с двусторонним входом, обеспечивающим разгрузку ротора от осевых усилий.

Основное назначение *подпорных насосов* – создание на входе в основные насосы подпора, обеспечивающего их устойчивую работу. При подачах  $2500 \text{ м}^3/\text{ч}$  и более применяются подпорные насосы серии НМП. При меньших подачах используются насосы серии НД (насос с колесом двустороннего всасывания). Цифра в марке м это диаметр всасывающего патрубка, выраженный в дюймах. Одноступенчатые насосы марки НПВ (Н – насос; П – подпорный; В – вертикальный) располагают ниже поверхности земли в металлическом или бетонном колодце («стакане»).

Приводами насосов служат электродвигатели синхронного и асинхронного типа. В зависимости от исполнения электродвигатели могут быть установлены в общем зале с насосами или в помещении, отделенном от насосного зала противопожарной газонепроницаемой преградой. Пожарозащищённое электрооборудование применяют в пожароопасных зонах, а для взрывоопасных зон применяют взрывозащищённое электрооборудование. Взрывозащита электродвигателей, применяемых в общих залах нефтенасосных, достигается либо устройством взрывонепроницаемой оболочки (*d*) либо заполнением или продувкой корпуса электродвигателя защитным газом под избыточным давлением (*p*). Всё электрооборудование насосных залов выполняют во взрывозащищённом исполнении в соответствии с обязательными требованиями п.5 ст.23 гл. 6 ФЗ РФ от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ. Для обеспечения пожарной безопасности насосные оснащают автоматическими установками пожаротушения по СП 5.13130, противовзрывными легкобрасываемыми конструкциями и системами контроля взрывопожароопасных концентраций.

Основные и подпорные насосы устанавливаются в зданиях основной и подпорной насосных соответственно.

Электродвигатели обычного исполнения устанавливают в отдельном зале, герметично изолированном от насосного зала противопожарной стеной. Место прохождения вала, соединяющего насос и электродвигатель, через разделительную противопожарную стену, должно иметь конструкцию, препятствующую проникновению через него взрывопожароопасных паров нефти из одного помещения в другое.

Резервуары и резервуарные парки в системе магистральных нефтепроводов служат для:

- ❖ временного хранения нефти;
- ❖ компенсации неравномерности приёма-отпуска нефти на границах эксплуатационных участков;
- ❖ учёта нефти;
- ❖ достижения требуемого качества нефти путём отстаивания от воды и механических примесей, смешения и пр.

Резервуарные парки могут размещать:

- ❖ на головной НПС;
- ❖ на границах эксплуатационных участков;
- ❖ в местах подкачки нефти с близлежащих месторождений или сброса нефти попутным потребителям.

Резервуарным парком в конце магистрального нефтепровода является либо сырьевой парк нефтеперерабатывающего завода (НПЗ), либо резервуары перевалочной нефтебазы, либо резервуары пункта налива.

## 1.5. Системы перекачки нефти

В зависимости от организации прохождения нефти через НПС, различают системы перекачки (рис. 6): *постанционная; через резервуар станции; с подключенными резервуарами; из насоса в насос.*

При *постанционной* перекачке нефть принимается поочередно в один из резервуаров станции, а ее подача на следующую станцию происходит из другого резервуара. Это позволяет учитывать нефть на каждом перегоне между станциями, выявлять и устранять возникающие утечки. Однако при этом велики потери от испарения и высока вероятность образования локальных пожаровзрывоопасных концентраций.

Система перекачки *«через резервуар станции»* исключает учёт нефти по перегонам. Зато потери нефти от испарения меньше, чем при *постанционной* системе перекачки, а, следовательно, меньше уровень пожарной опасности. Из-за усиленного перемешивания нефти в резервуаре потери от испарения её лёгких фракций очень велики, поэтому монтаж устройств для



снижения потерь от испарения – понтонов, плавающих крыш, газоуравнительных систем, систем флегматизации и др. приводит к предотвращению образования объёмных и локальных взрывопожароопасных концентраций вблизи резервуаров и к снижению пожарной опасности всего технологического процесса.

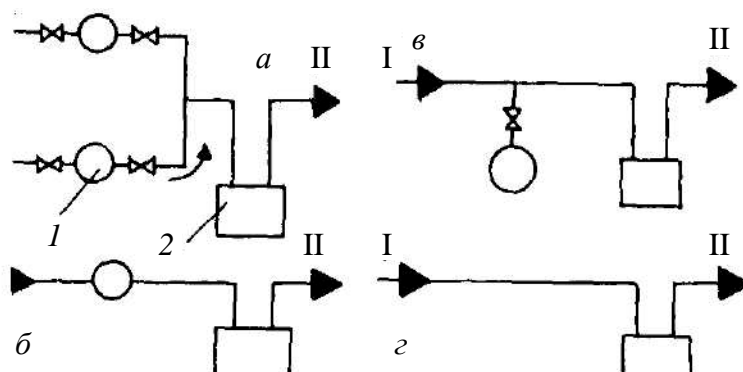


Рис. 6. Системы перекачки:

*a* – постанционная; *б* – через резервуары; *в* – с подключенными резервуарами;  
*г* – из насоса в насос; I – предыдущая НПС; II – последующая НПС;  
 1 – резервуар; 2 – насосная станция

Более совершенна система перекачки «с подключенными резервуарами», которая, как и в предыдущих системах, обеспечивает возможность перекачки нефти на смежных перегонах с разными расходами. В этом случае основная масса нефти проходит, минуя резервуары, и поэтому потери от испарения меньше и меньше вероятность образования взрывоопасных концентраций снаружи технологического оборудования.

Наиболее предпочтительная, с точки зрения снижения пожарной опасности и сокращения потерь нефти - система перекачки «из насоса в насос». В этом случае резервуары промежуточных станций отключают от магистрали задвижками и используют только для приёма нефти во время аварии или ремонта. Причём все станции должны вести перекачку с одинаковыми расходами. Выход из строя одной из станций на трубопроводах большой протяжённости, например, из-за нарушения электроснабжения или ЧС, вынуждает остановить часть других станций, что может привести к заиливанию трубопроводов вязкой нефтью, образованию горючих отложений на стенках труб и насосов, снижению эффективности работы трубопровода и насосно-силового оборудования, созданию условия для формирования пожарной опасности.

Нефтепроводы большой протяженности, работающие по системе «из насоса в насос», делят резервуарными парками на эксплуатационные участки.

Система перекачки «через резервуар станции» практически не применяется. *Постанционную* систему перекачки используют на нефтепро-

водах с одной ГНПС. На МНП большой протяжённости одновременно могут применять несколько систем перекачки.

На рис. 7 приведена схема прокачки нефти по эксплуатационному участку нефтепровода.

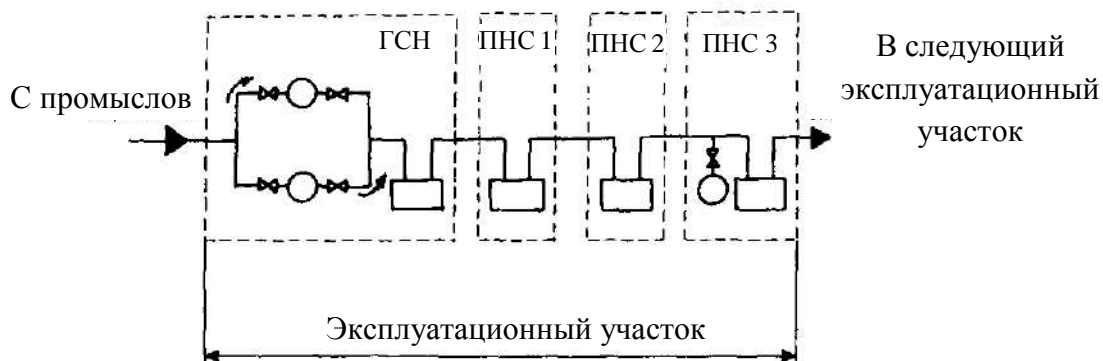


Рис. 7. Схема прохождения нефти по эксплуатационному участку современного нефтепровода:

ГНС – головная нефтеперекачивающая станция;

ПНС – промежуточная нефтеперекачивающая станция

Система перекачки «из насоса в насос» применяется только на промежуточных нефтеперекачивающих станциях, расположенных внутри эксплуатационного участка (ПНС 1 и ПНС 2). На головной нефтеперекачивающей станции (ГНС) применяется постанционная система перекачки, на станции, расположенной в конце эксплуатационного участка, – система перекачки «с подключёнными резервуарами».

## 1.6. Методы перекачки высоковязкой и быстрозастывающей нефти

Значительная часть российских нефтей являются высоковязкими или содержат в себе много парафинов. Такие нефти склонны к застыванию, образованию горючих отложений и пробок при обычной перекачке даже при высоких температурах окружающей среды, что существенно повышает пожарную опасность их транспорта.

Для транспорта высоковязких и быстрозастывающих нефтей по трубопроводам применяют специальные методы:

- ❖ перекачку с разбавителями;
- ❖ гидротранспорт;
- ❖ перекачку термообработанной нефти;
- ❖ перекачку нефти с присадками;
- ❖ перекачку предварительно подогретой нефти.

*Перекачка с разбавителями* эффективный и доступный способ улучшения реологических свойств высоковязких и быстрозастывающих неф-

тей. В качестве углеводородных разбавителей используют чаще всего газовый конденсат и маловязкие нефти, которые снижают вязкость и температуру застывания нефти за счёт:

- ❖ растворения части парафинов в легких фракциях разбавителя и понижения концентрации парафина в смеси;
- ❖ адсорбции асфальто-смолистых веществ разбавителя на поверхности кристаллов парафина, что препятствует образованию прочной структурной решетки парафинов и образованию парафинистых отложений на стенках трубопровода.

Вместе с тем наличие разбавителей снижает температуру вспышки паров над поверхностью испарения и существенно повышает пожарную опасность процесса перекачки. Снижаются показатели стехиометрических концентраций паров нефти – нижний и верхний концентрационные пределы распространения пламени (воспламеняемости). По своим характеристикам они становятся близки к значениям концентрационных пределов воспламеняемости пожаровзрывоопасных разбавителей – газового конденсата или маловязких нефтей.

Разбавитель выбирают с учетом эффективности его воздействия на свойства высоковязкой и быстрозастывающей нефти, затрат на получение и доставку разбавителя на головные сооружения нефтепровода и на смешение. При этом должны учитываться показатели пожаровзрывоопасности разбавителей, необходимые для анализа пожарной опасности и оценки пожарного риска.

*Гидротранспорт* высоковязкой и быстрозастывающей нефти осуществляют несколькими способами:

- ❖ перекачка нефти внутри водяного кольца, который, несмотря на эффективность, почти не распространён из-за сложности изготовления винтовых нарезок на внутренней поверхности труб, которая образует водяное кольцо у стенки трубы. Отложения парафинов засоряют винтовую нарезку, водяное кольцо у стенки не образуется, перекачка затрудняется;
- ❖ перекачка водонефтяной смеси в виде эмульсии типа «нефть в воде». Этот способ заключается в смешении перед перекачкой высоковязкой нефти и воды в пропорции, соответствующей образованию эмульсии типа «нефть в воде».

В этом случае нефть непосредственно не контактирует со стенкой трубы так как каждая капля нефти окружена водяной пленкой. Для стабилизации эмульсий и придания стенкам трубопровода гидрофильных свойств, которые способствуют удержанию на своей поверхности воды, в них добавляют поверхностно-активные вещества (ПАВ). Устойчивость эмульсии типа «нефть в воде» зависит от типа и концентрации ПАВ, темпе-

ратуры, режима течения потока, соотношения воды и нефти в смеси. Недостатком этого способа гидротранспорта является опасность инверсии фаз, т. е. превращения эмульсии «нефть в воде» в эмульсию «вода в нефти» при изменении скорости или температуры перекачки. Такая эмульсия более вязкая, чем исходная нефть, что приводит к образованию отложений на стенках, несанкционированному сужению проходного сечения трубы и повышению давления. Это грозит разрушением трубопровода, выходу наружу и фонтанированию нефти с образованием зон взрывоопасных концентраций.

При прохождении через насосы эмульсия перемешивается и впоследствии ее сложно разделить на нефть и воду. Пожары резервуаров с хранением водонефтяной смеси в виде эмульсии типа «нефть в воде» сопровождаются, как правило, вскипанием и выбросом горячей нефти. Этот способ перекачки ограничен применением на трубопроводах с промежуточными насосными станциями, насосы которых образуют стойкие водонефтяные эмульсии.

*Послойная перекачка нефти и воды.* В этом случае вода, как более тяжёлая жидкость, занимает положение у нижней образующей трубы, а нефть – у верхней. Поверхность раздела фаз в зависимости от скорости перекачки может быть плоской и криволинейной. В этом случае часть нефти контактирует не с неподвижной стенкой, а с движущейся водой, что значительно уменьшает гидравлическое сопротивление трубопровода. Этот способ перекачки не применяют на трубопроводах с промежуточными насосными станциями, так как это приведёт к образованию стойких, трудноразделимых водонефтяных эмульсий.

*Перекачку термообработанной нефти,* как и перекачку с разбавителями, производят при температуре окружающей среды. Перед закачкой в трубопровод нефть подвергают тепловой обработке - *термообработке*, ее нагреву до температуры, превышающей температуру плавления парафинов, и последующем охлаждении с заданной скоростью для улучшения реологических параметров нефти. Эффективность термообработки зависит от температуры подогрева, скорости охлаждения и состояния нефти в процессе охлаждения. Температуру подогрева и скорость охлаждения при термообработке определяют экспериментально для каждой нефти.

*Перекачка с присадками* предусматривает введение в поток высокомолекулярных веществ, улучшающих реологические свойства высоковязкой нефти. Присадки вводятся в нефть при температуре 60–70 °С, когда основная масса парафинов находится в растворенном состоянии. При последующем охлаждении молекулы присадок адсорбируются на поверхности выпадающих из нефти кристаллов парафина, мешая их росту. В результате образуется текучая суспензия кристаллов парафина в нефти.

Наиболее распространенным способом трубопроводного транспорта высоковязкой и высокозастывающей нефти является *перекачка с подогревом («горячая перекачка»)*.

В этом случае резервуары оборудуют системой подогрева нефти до температуры, при которой возможна ее откачка подпорными насосами. Они прокачивают нефть через дополнительные подогреватели и подают на приём основных насосов, которыми нефть закачивается в магистральный трубопровод.

В процессе движения в магистральном трубопроводе нефть остывает за счёт теплообмена с окружающей средой. Для предотвращения остывания через каждые 25–100 км по трассе трубопровода устанавливают промежуточные насосные станции с пунктами подогрева. В конечном пункте трассы нефть закачивают в резервуары, оборудованные системой подогрева.

В настоящее время в мире эксплуатируются более 50 «горячих» магистральных трубопроводов для перекачки нефти. Крупнейшим из них является нефтепровод «Узень – Гурьев – Самара».

### **1.7. Правила пожарной безопасности и противопожарного режима при эксплуатации магистральных трубопроводов**

**Содержание территории объекта.** Территория объекта должна иметь освещение в любое время, содержаться в чистоте и быть оборудована пожарными постами и указателями.

Территория объекта должна иметь звуковую систему оповещения на случай аварии и пожара.

Все въезды на территорию объекта, дороги и проезды по территории должны содержаться в исправном состоянии, а в темное время суток освещаться.

Ко всем зданиям и сооружениям, пожарным водоемам, гидрантам, а также подходы к пожарному инвентарю и оборудованию должны быть свободные проезды и подъезды. В зимнее время дороги, проезды, подъезды, пожарные гидранты должны очищаться от снега и льда, а гидранты, пожарные водоемы должны быть утеплены.

Места расположения пожарной техники (автомобиля и мотопомпы, установки пожаротушения и др.) должны обозначаться сигнальными цветами и знаками безопасности. В противопожарных разрывах между зданиями и сооружениями не допускается складирование материалов, оборудования, а также стоянка автотранспорта.

Ко всем естественным водоисточникам (рекам, озерам, прудам) в радиусе до 500 м от территории объекта должны быть выполнены подъезды и устройства, позволяющие забирать воду пожарными автомобилями.

На участках территории объектов, где возможно скопление горючих паров или газов, проезд автомашин, тракторов и другого транспорта запрещается. На этих участках должны быть знаки, запрещающие проезд.

***Содержание производственных помещений и открытых установок.*** Производственные отходы, разлитую нефть, нефтепродукты и другие ЛВЖ и ГЖ необходимо убирать и удалять в безопасное в пожарном отношении место.

В производственных помещениях все проходы, эвакуационные выходы, коридоры, тамбуры, лестницы, подступы к средствам пожаротушения, помещения связи и пожарной сигнализации всегда должны быть свободными.

Двери на эвакуационных путях должны свободно открываться в направлении выхода из здания.

В лестничных клетках зданий и под ними не должны размещаться рабочие, складские и иного назначения помещения, а также устанавливать оборудование, препятствующее передвижению людей.

Чердачные помещения должны быть закрыты на замок; ключи необходимо хранить в определенном месте, доступном для получения их в любое время. Не разрешается использовать чердачные помещения в производственных целях или для хранения материальных ценностей.

Запрещаются ремонтные работы на оборудовании, находящемся под давлением, подтягивание фланцев на работающих насосах, а также уплотнение фланцев на аппаратах и трубопроводах без снятия избыточного давления и отключения участка или агрегата (насоса, компрессора) от других аппаратов и трубопроводов.

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

Запрещается хранение баллонов с газами, горючих и полимерных материалов в подвальных помещениях и цокольных этажах производственных и административных зданий.

Защитные устройства против распространения огня и продуктов горения через проемы в противопожарных стенах, перегородках и перекрытиях (противопожарные двери, заслонки, шиберы, противодымные устройства) должны быть исправными. Их работоспособность необходимо проверять в установленные сроки.

Обвалования, барьеры и бортики против растекания нефти, выполненные по периметру групп резервуаров и открытых площадок наружных

установок, а также пандусы в дверных проемах помещений должны содержаться в исправности.

Все производственные, складские, подсобные и административные помещения зданий и сооружений объекта, резервуарный парк и открытые взрывопожароопасные установки должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения с учетом пожарной опасности этих объектов.

Дороги, проезды, проходы, лестницы, подступы к производственному оборудованию, материалам и средствам пожаротушения, к средствам связи и пожарной сигнализации всегда должны быть свободны.

Для местного освещения во взрывоопасных зонах допускается применять осветительные приборы только взрывозащищенного исполнения, соответствующие категории и группе взрывоопасной смеси этих зон.

На каждом объекте должны быть проведены:

- ❖ классификация зданий, сооружений, помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;
- ❖ декларирование пожарной безопасности;
- ❖ расчеты пожарного риска.

### ***Содержание основных производственных объектов***

#### *Линейная часть магистральных нефтепроводов*

Трасса магистральных нефтепроводов должна быть обозначена опознавательными знаками высотой 1,5–2,0 м через каждый километр, а также в местах поворота трассы. На пересечениях дорог должны устанавливаться предупреждающие плакаты «Огнеопасно, нефтепровод» с номером телефона эксплуатирующей организации и указанием ширины охранной зоны.

В местах пересечения магистрального нефтепровода с железными и автомобильными дорогами всех категорий устанавливается соответствующий дорожный знак, запрещающий остановку транспортных средств в пределах охранной зоны, а также щит-указатель с наименованием эксплуатирующей организации и номером телефона.

При осмотре переходов нефтепроводов через железные и автомобильные дороги всех категорий необходимо уделять особое внимание выявлению возможной утечки продукта.

Линейные обходчики, персонал службы эксплуатации нефтепроводов, обнаружив выход продукта или повышенную загазованность на трассе, должны немедленно сообщить об этом по радиации или с ближайшего пункта связи оператору перекачивающей станции, диспетчеру ЛПДС, установить на месте выхода продукта знаки безопасности. При разливе нефти вблизи населенного пункта, железной или шоссейной дороги обходчик должен принять первоочередные меры против взрывов, пожаров и

предупреждения несчастных случаев. До прибытия аварийной бригады он должен организовать из лиц населенного пункта оцепление опасной зоны, соблюдение противопожарного режима, объезд опасных участков дорог, оповещение местных органов власти.

Линейный персонал АВП, обслуживающий конкретные участки магистральных нефтепроводов, должен иметь утвержденные руководством местного нефтепроводного управления и согласованные с местными органами власти планы ликвидации аварий (ПЛА) на данных участках нефтепроводов.

Трасса нефтепроводов и линейные сооружения должны содержаться в исправном состоянии и чистоте. Утечка продукта должна своевременно устраняться, а сборники нефти систематически очищаться. Замазученный грунт необходимо удалять в места, согласованные с органами охраны природы и землепользователем.

Запорная арматура на магистральных нефтепродуктопроводах должна иметь защитные ограждения и защитные устройства, предупреждающие доступ к ней посторонних лиц.

При обнаружении выхода нефти на акватории водоемов и судоходных рек диспетчерские службы нефтепродуктопроводов должны оповещать об этом бассейновые управления.

При возникновении аварий вблизи железных и автомобильных дорог должны обеспечиваться в первую очередь оповещение диспетчерских служб и предприятий, ответственных за прекращение движения поездов и других транспортных средств на участках возможных аварий, а также передача сведений водителям транспортных средств и поездов о разливе вблизи дороги продукта или о зонах загазованности. Соответствующие требования следует отражать в ПЛА.

В случае повреждения нефтепровода или обнаружения выхода нефти при выполнении ремонтных работ на трассе, руководитель работ должен отвести технические средства на безопасное расстояние, известить оператора или диспетчера ближайшей нефтеперекачивающей станции и вызвать аварийную бригаду.

Сооружения и оборудование линейной части (задвижки, краны, вантузы и др. оборудование), а также их ограждения должны содержаться в исправном состоянии, а растительность в пределах ограждения систематически убираться.

### *Насосные нефтеперекачивающих станций*

В помещениях нефтеперекачивающих насосных полы, лотки, прямки, трапы должны содержаться в чистоте, регулярно промываться водой.



Электрооборудование и электроустановки, находящиеся во взрывопожароопасных помещениях насосных станций, должны быть во взрывозащищённом исполнении.

Разделительные негоряемые перегородки, в том числе их нижняя часть, расположенная ниже уровня пола, и места пропуска валов, трубопроводов, кабелей через них должны быть герметичными.

Не допускается эксплуатация неисправных насосных.

Производственная канализация машинного зала насосной станции должна обеспечивать отвод промышленных стоков и аварийно разлитой нефти в специальные сборники, размещенные вблизи насосной, или в нефтеловушки. Сборники и нефтеловушки должны систематически освобождаться от промстоков и продукта и обеспечивать возможность приема аварийно – разлитой нефти. Система производственной канализации, включая гидрозатворов и уровень в них воды, должна периодически проверяться.

Насосные станции должны быть оснащены переносными аккумуляторными взрывозащищенными фонарями.

Технологические трубопроводы и насосы, размещенные в помещениях насосных станций и в помещениях манифольдных должны быть оборудованы дренажными устройствами для их опорожнения.

Автоматизированные нефтенасосные должны иметь автоматическую защиту от затопления продуктом с контролем уровня продукта в приемке и автоматическим отключением насосной при его переполнении и автоматическую систему контроля загазованности насосных.

Двигатели нефтеперекачивающих насосных агрегатов должны быть оборудованы дублирующими выключателями, установленными снаружи помещения вблизи дверей, а также около каждого агрегата.

Работы в насосных допускается выполнять только искробезопасным инструментом при включенной системе вытяжной вентиляции.

Помещения нефтеперекачивающих насосных должны быть оборудованы телефонной связью и звуковой сигнализацией для оповещения обслуживающего персонала.

При выполнении ремонтных работ в помещениях манифольдных, узлов регулирования и колодцах их следует систематически очищать от замазученности и проверять на отсутствие взрывоопасных концентраций паров и газов.

### *Резервуарные парки*

Обвалование резервуаров, переходы, лестницы через него, въезды в обвалование для механизированных средств пожаротушения необходимо содержать в исправном состоянии. Территория внутри обвалования должна быть спланирована.

Производственная канализация должна периодически промываться, а приёмные колодцы – очищаться. Не реже одного раза в неделю необходимо проверять исправность хлопушек с отметкой в журнале.

На каждый резервуарный парк должны быть составлены технологическая карта и план тушения пожара.

Администрацией должен быть установлен постоянный контроль за герметичностью резервуаров и их оборудованием. Обнаруженные неисправности должны немедленно устраняться.

При закачке нефти в резервуары в безветренную погоду при температуре наружного воздуха выше 20 °С необходимо осуществлять проверку загазованности территории резервуарного парка. При достижении ПДВК должны приниматься меры по определению опасной зоны и изменению режима работы резервуаров.

При наличии в резервуаре змеевиков-подогревателей нефти подачу пара в них необходимо осуществлять после удаления из змеевиков конденсата с постепенным повышением давления до нормальных рабочих значений. При этом нижний уровень продукта в резервуаре должен быть не менее чем на 0,5 м выше поверхности змеевиков-подогревателей.

Резервуары для хранения нефтей оборудовать, отрегулированными согласно паспорту, непримерзающими дыхательными клапанами.

При осмотрах дыхательной арматуры, огнепреградителей и гидравлических клапанов необходимо следить за их исправностью, очищать от грязи, а в зимних условиях и ото льда, проверять уровень жидкости в гидравлических клапанах.

Гидравлический предохранительный клапан необходимо заполнять только трудноиспаряющейся и незамерзающей жидкостью. Контроль уровня жидкости следует производить не реже одного раза в 10 дней, а также после каждого выброса.

Огнепреградители следует осматривать не реже одного раза в месяц в теплое время года и не реже двух раз в месяц при температурах ниже нуля.

Замер уровня нефти в резервуарах следует производить дистанционными приборами. При ручном замере уровня и отборе проб через замерный люк для исключения разрядов статического электричества и искр уда-ра необходимо использовать гибкие тросики из металлов, не дающих искр.

Замер уровня и отбор проб вручную во время грозы, а также во время закачки или откачки нефти запрещается.

Под крышкой замерного люка должна быть проложена алюминиевая, свинцовая или резиновая прокладка, исключаящая образование искр при резком закрытии люка.

Отверстие люка резервуара, через которое замеряется уровень нефти или осуществляется отбор проб, по внутренней окружности должно быть

защищено кольцом или колодкой из материала, не дающего искр трения при движении замерной ленты.

Лот рулетки и пробоотборник должны быть изготовлены из материала, не дающего искр при ударе.

При случайном разливе нефти на крыше резервуара при отборе проб, ее следует немедленно убрать.

Очистку резервуаров следует производить пожаровзрывобезопасными механизированными способами. При ручной очистке должен применяться инвентарь, исключаяющий искрообразование.

Во время осмотра резервуара, при измерении уровня и отбора проб нефти в темное время суток допускается использовать аккумуляторные фонари только во взрывозащищенном исполнении. Фонарь должен включаться и выключаться за обвалованием на расстоянии не менее 20 м от ближайшего резервуара с нефтью.

Для проведения операций по осмотру и обслуживанию резервуаров с нефтью, а также по измерению уровня и отбору проб допускается обслуживающий персонал в обуви, не имеющей стальных накладок и гвоздей, и в одежде из несинтетических тканей.

При обнаружении превышения допустимого уровня взлива или перелива резервуара необходимо направить поток нефти в другие резервуары с более низкими взливами, а разлитую нефть удалить.

При эксплуатации резервуаров, в которых хранятся высокосернистые и сернистые нефти, необходимо осуществлять очистку их внутренних поверхностей от пирофорных отложений согласно специально разработанному графику, утвержденному главным инженером предприятия.

Для предупреждения самовозгорания пирофорных отложений при эксплуатации резервуаров с высокосернистыми и сернистыми нефтями необходимо осуществлять периодический контроль наличия в них пирофорных отложений. Работы, связанные с отбором проб и испытанием их на активность к самовозгоранию, должны проводиться в соответствии с Инструкцией по предотвращению взрывов и пожаров от самовозгорания пирофорных отложений при добыче и транспортировке сернистых нефтей и газов ИБТВ 1-102–83.

Летом при сухой погоде необходимо проверять исправность молниеотводов и заземляющих устройств с проверкой на омическое сопротивление не реже одного раза в год с оформлением соответствующих документов.

Категории основных помещений и наружных установок магистральных нефтепроводов по взрывопожарной и пожарной опасности приведены в табл. 5.

Таблица 5

## Классификация помещений и наружных установок магистральных нефтепроводов по взрывопожарной и пожарной опасности

Наименование зданий, сооружений, помещений и наружных установок	Категория по взрывопожарной и пожарной опасности (СП 12.13130.2009)	Класс взрывопожароопасных зон (ПУЭ)
1. Резервуары для нефти, нефтеловушки	АН	В-1г
2. Резервуары для нестабильных продуктов (СУГ, ШФЛУ, нестабильный конденсат)	АН	В-1г
3. Насосные станции по перекачке нефти	А	В-1а
4. Насосные станции по перекачке нестабильных продуктов (СУГ, ШФЛУ, нестабильный конденсат)	А	В-1а
5. Камеры управления, манифольдные, узлы задвижек, технологические колодцы при перекачке нефти	А	В-1а
6. Камеры управления, манифольдные, узлы задвижек, технологические колодцы при перекачке нестабильных продуктов (СУГ, ШФЛУ, нестабильный конденсат)	А	В-1а
7. Железнодорожные сливо-наливные эстакады для нефти и нефтепродуктов	АН	В-1г
8. Сливо-наливные причалы и пирсы для нефти и нефтепродуктов	АН	В-1г
9. Тоннели для нефтепродуктопроводов	А	В-1а
10. Тоннели для нефтепродуктопроводов	А	В-1а
11. Вытяжные вентиляционные камеры взрывопожароопасных зон		
12. Приточные вентиляционные камеры в отдельных помещениях при наличии на воздуховодах обратных клапанов	Д	норм.
13. Канализационные насосные станции для неочищенных стоков:		
а) в зданиях	А	В-1а
б) открытые	–	В-1г
14. Канализационные насосные станции для очищенных стоков		
а) в зданиях	Д	П- I
б) открытые	–	П- III
15. Канализационные насосные станции для уловленной нефти и осадков с очистных сооружений	А	В-1а
16. Буферные резервуары для балластных вод	–	В-1а
17. Нефтеловушки:		
а) закрытые	А	В-1а
б) открытые	–	В-1г

Наименование зданий, сооружений, помещений и наружных установок	Категория по взрывопожарной и пожарной опасности (СП 12.13130.2009)	Класс взрывопожароопасных зон (ПУЭ)
18. Песколовки	–	В-1г
19. Комплексы механической очистки: а) отстойники б) фильтры	А В4	В-1а П- I
20. Флотационные установки: а) в зданиях б) открытые	В4 –	П- I П- III
21. Отделение окислительных колонок и дозирочных насосов, реагентные и контактные резервуары для обезжиривания стоков	Д	П- I
22. Резервуары для очищенных стоков	–	норм.
23. Иловые площадки для промышленных ливневых стоков и шлаконакопителей	–	П- III
24. Биологические пруды	–	П -III
25. Помещения ТЗП	А	В-1а
26. Подземные резервуары для топлива	АН	В-1а
27. Дыхательные устройства резервуаров для топлива	–	В-1г
28. Стояки бензовозов при сливе топлива и смотровые колодцы подземных резервуаров	–	В-1г
29. Топливозаправочные колонки	–	В-1г
30. Материальные склады: а) при отсутствии горючих материалов и горючей упаковки б) при наличии горючих материалов и горючей упаковки	Д В3	норм. П- II
31. Склады баллонов с горючими газами	АН	В-1а
32. Механические, сборочные, заготовительные цехи и участки	Д	норм.
33. Кузнечные, термические, сварочные цехи и участки	Г	норм.
34. Покрасочные отделения, краскоприготовительные участки	А	В-1а
35. Деревообрабатывающие цехи и участки	В1	П- II
36. Закрытая стоянка автотранспорта	Г	
37. Аккумуляторные: а) зарядные агрегаты в одном помещении с аккумуляторной б) зарядные агрегаты в изолированном помещении в) помещение зарядных агрегатов	А Д А	В-1а норм. В-1а
38. Котельные	Г	норм.
39. Лаборатории: а) приемочные; моечные	А	В-1а

Наименование зданий, сооружений, помещений и наружных установок	Категория по взрывопожарной и пожарной опасности (СП 12.13130.2009)	Класс взрывопожароопасных зон (ПУЭ)
б) весовые, титровальные	А	В-1б
в) комнаты анализов	Г	норм.
40. Телефонные станции, радиоузлы, коммутаторы связи, электроцитовые, операторные КИПиА и т.п. помещения	Д	норм.
41. Закрытые распределительные устройства, трансформаторные подстанции с содержанием масла в единице оборудования более 60 кг	В1	норм.
42. Помещения обезжиривания спецодежды	А	В-1а
43. Пожарные насосные станции с дизелем	Г	норм.
44. Склады пенообразователя, очистные сооружения хозяйственных стоков	Д	норм.

Классы пожароопасных и взрывоопасных зон объектов МНП производится в соответствии с требованиями ст.18, ст.19 Федерального закона от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» приведены в табл. 6 и 7.

Таблица 6

Наименование и признаки пожароопасных зон	
Наименование класса зоны	Признаки пожароопасной зоны
П-1	Зоны в помещениях с ГЖ $t_{всп} = 61^{\circ}\text{C}$ и более
П-П	Зоны в помещениях с горючими пылями или волокнами
П-Па	Зоны в помещениях с ТГВ*, уд. пож. нагр. не менее 1мегаДжоуль/кв. метр
П-Ш	Зоны вне зданий, сооружений с ГЖ $t_{всп} = 61^{\circ}\text{C}$ и более, или любые ТГВ

ТГВ\* – твёрдые горючие вещества

Таблица 7

Наименование класса и признаки взрывоопасных зон в помещениях	
Наименование класса зоны	Признаки взрывоопасной зоны
0-й класс	Зоны, в которых в/о смесь газов или паров жидкостей присутствует постоянно или в течение 1 часа
1-й класс	Зоны, в которых при н/у работы выделяются горючие газы или пары ЛВЖ, образующие в/о смеси
2-й класс	Зоны, в которых при н/у работы не образуются в/о смеси газов или паров жидкости, а только в результате аварии или повреждения оборудования
20-й класс	Зоны, в которых в/о смеси гор. пыли имеют НКПВ менее $65 \text{ г/м}^3$ и присутствуют постоянно