

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Майкопский государственный технологический университет»

Тороян Рубен Альбертович

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА
УГЛЕВОДОРОДОВ

Курс лекций

Майкоп 2020

Печатается по решению НМС направления подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело

Составитель: доцент, канд. техн. наук Тороян Р.А.

Рецензент: доцент, канд. техн. наук Меретуков М.А.

«Технологические процессы трубопроводного транспорта углеводородов»: Курс лекций предназначен для студентов всех форм обучения направления подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело – Составитель: Тороян Р.А. – Майкоп, ФГБОУ ВО «МГТУ», 2020. – 77с.

Курс лекций составлен в соответствии с федеральным государственным образовательным стандартом высшего образования по направлению подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело и учебным планом ФГБОУ ВО «МГТУ».

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ЛЕКЦИЯ 1. ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ ГАЗА	5
1.1 Единая система газоснабжения	5
1.2 Свойства газов, влияющие на технологию их транспорта	5
1.3 Классификация магистральных газопроводов	6
1.4 Основные объекты сооружения магистральных газопроводов	6
1.5 Особенности трубопроводного транспорта сжиженных газов	9
ЛЕКЦИЯ 2. КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ	11
2.1 Принципиальная технологическая схема КС	11
2.2 Технологическая схема КС	13
ЛЕКЦИЯ 3. МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ	15
3.1 Осушка газа	16
3.2 Осушка газа жидкими поглотителями	16
3.3 Осушка газа твердыми поглотителями	19
ЛЕКЦИЯ 4. ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ	21
4.1 Трубопроводный транспорт нефти	23
4.2 Физические свойства нефти	25
4.3 Классификация нефтепроводов	26
ЛЕКЦИЯ 5 ОСНОВНЫЕ ОБЪЕКТЫ И СООРУЖЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ	27
5.1 Резервуары и резервуарные парки	30
5.2 Системы перекачки нефти	30
5.3 Перекачка высоковязких и высокосаistyвающих нефтей	32
ЛЕКЦИЯ 6. НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ СТАНЦИИ	34
6.1 Основное техническое оборудование и сооружения НПС	34
6.2 Основные технологические процессы на НПС	35
6.3 Состав объектов и сооружений НПС	36
ЛЕКЦИЯ 7. ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТЕПРОДУКТОВ	39
7.1 Развитие нефтепродуктопроводного транспорта	39
7.2 Свойства нефтепродуктов, влияющих на технологию их транспорта	40
7.3 Виды продуктопроводов	40
7.4 Особенности трубопроводного транспорта нефтепродуктов	41
ЛЕКЦИЯ 8. ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ	42
ЛЕКЦИЯ 9. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА	48
9.1 Система планово-предупредительного ремонта	50
9.2 Планово-предупредительный ремонт резервуаров	51
9.3 Планово-предупредительный ремонт линейной части нефтепровода	51
9.4 Основное и вспомогательное оборудование компрессорных станций	52
9.5 Эксплуатация объектов компрессорной и насосной станций	53
9.6. Эксплуатация линейной части трубопровода	57
СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	58

ВВЕДЕНИЕ

Дисциплина «Технологические процессы трубопроводного транспорта углеводородов» является одной из основных дисциплин по направлению подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело.

Целью изучения дисциплины является получение студентами знаний по проектированию и эксплуатации магистральных трубопроводов для перекачки нефти и нефтепродуктов.

В результате усвоения этой дисциплины обучаемый должен получить знания:

- по правильному выбору рациональных способов транспортирования углеводородов;
- проведению технологических расчетов магистральных трубопроводов;
- нормативным требованиям при проектировании объектов нефтегазопроводной системы;
- технологии эксплуатации магистральных трубопроводов;
- принятию правильных технических решений при эксплуатации магистральных трубопроводов;
- использованию вычислительной техники при проектировании и эксплуатации магистральных трубопроводов;
- современным проблемам трубопроводного транспорта нефти и газа, включая проблемы промышленной и экологической безопасности.

Настоящий методические рекомендации к лекциям, представляет собой сборник разнообразных учебных материалов, заимствованных из известных учебников, учебных и учебно-методических пособий и предназначен для использования магистрами при изучении дисциплины «Технологические процессы трубопроводного транспорта углеводородов». Отбор фрагментов текстов и задач, включённых в учебно-методический комплекс, и их компоновка осуществлены составителями в соответствии с типовой программой по дисциплине «Технологические процессы трубопроводного транспорта углеводородов». Наряду с заимствованными фрагментами, методические рекомендации содержат значительный объем материалов, подготовленных его составителями.

ЛЕКЦИЯ 1. ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ ГАЗА

1.1 Единая система газоснабжения

Единая система газоснабжения (ЕСГ) России – это широко разветвленная сеть магистральных газопроводов, обеспечивающих потребителей газом с газовых месторождений Тюменской области, Республики Коми, Оренбургской и Астраханской областей.

Протяженность газопроводов ЕСГ составляет более 150 тыс. км. В нее входят 264 компрессорные станции, а общая мощность газоперекачивающих агрегатов – 43,8 млн. кВт. Кроме того, сегодня в группу Газпром входит 161 газораспределительная организация. Они обслуживают 403 тыс. км (75 %) распределительных газопроводов страны и обеспечивают поставку 58 % потребляемого газа (около 160 млрд. м³) в 70 % населенных пунктов России.

1.2 Свойства газов, влияющие на технологию их транспорта

Основными свойствами газов, влияющими на технологию их транспорта по трубопроводам, являются плотность, вязкость, сжимаемость и способность образовывать газовые гидраты.

Плотность газов зависит от давления и температуры. Так как при движении по газопроводу давление уменьшается, то плотность газа снижается и скорость его движения возрастает. Таким образом, в отличие от нефте- и нефтепродуктопроводов транспортируемая среда в газопроводах движется с ускорением.

Вязкость газов в отличие от вязкости жидкостей изменяется прямо пропорционально изменению температуры, т. е. при увеличении температуры она также возрастает, и наоборот. Это свойство используют на практике: охлаждая газы после компримирования, добиваются уменьшения потерь давления на преодоление сил трения в газопроводах.

Сжимаемость – это свойство газов уменьшать свой объем при увеличении давления. Благодаря свойству сжимаемости в специальных емкостях – газгольдерах высокого давления – можно хранить количество газа, в десятки раз превышающее геометрический объем емкости.

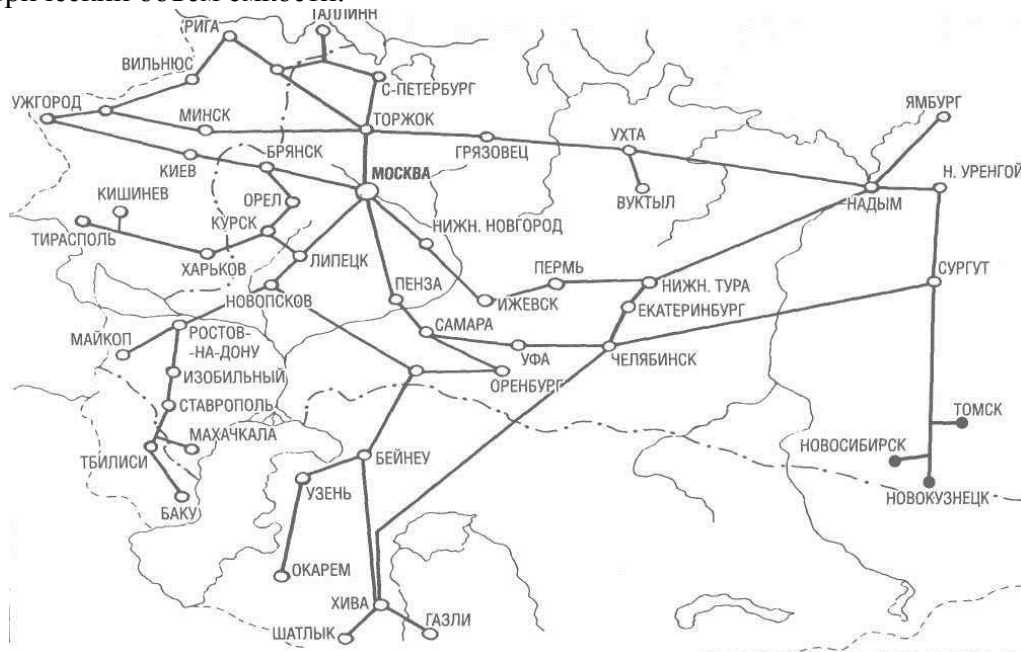


Рисунок 1.1 – Схема важнейших газопроводов России

Если газ содержит пары воды, то при определенных сочетаниях давления и температуры он образует гидраты – белую кристаллическую массу, похожую на лед или снег. Гидраты уменьшают, а порой и полностью перекрывают сечение газопровода,

образуя пробку. Чтобы избежать этого, газ до закачки в газопровод подвергают осушке.

Охлаждение газа при дросселировании давления называется эффектом Джоуля-Томсона. Интенсивность охлаждения характеризуется одноименным коэффициентом D , величина которого зависит от давления и температуры газа. Например, при давлении 5,15 МПа и температуре 0 °С величина $D = 3,8$ град/МПа. Если дросселировать давление газа с 5,15 МПа до атмосферного, его температура вследствие проявления эффекта Джоуля-Томсона понизится примерно на 20 градусов.

1.3 Классификация магистральных газопроводов

Магистральным газопроводом (МГ) называется трубопровод, предназначенный для транспортировки газа, прошедшего подготовку из района добычи в районы его потребления. Движение газа по магистральному газо-проводу обеспечивается компрессорными станциями (КС), сооружаемыми по трассе через определенные расстояния.

Ответвлением от магистрального газопровода называется трубопровод, присоединенный непосредственно к МГ и предназначенный для отвода части транспортируемого газа к отдельным населенным пунктам и промышленным предприятиям.

Магистральные газопроводы классифицируются по величине рабочего давления и по категориям.

1.4 Основные объекты и сооружения магистрального газопровода

В состав МГ входят следующие основные объекты (рис. 1.2):

- головные сооружения;
- компрессорные станции;
- газораспределительные станции (ГРС);
- подземные хранилища газа;
- линейные сооружения.

На головных сооружениях добываемый газ подготавливается к транспортировке (очистка, осушка и т. д.). В начальный период разработки месторождений давление газа, как правило, настолько велико, что необходимости в головной компрессорной станции нет. Ее строят позднее, уже после ввода газопровода в эксплуатацию.

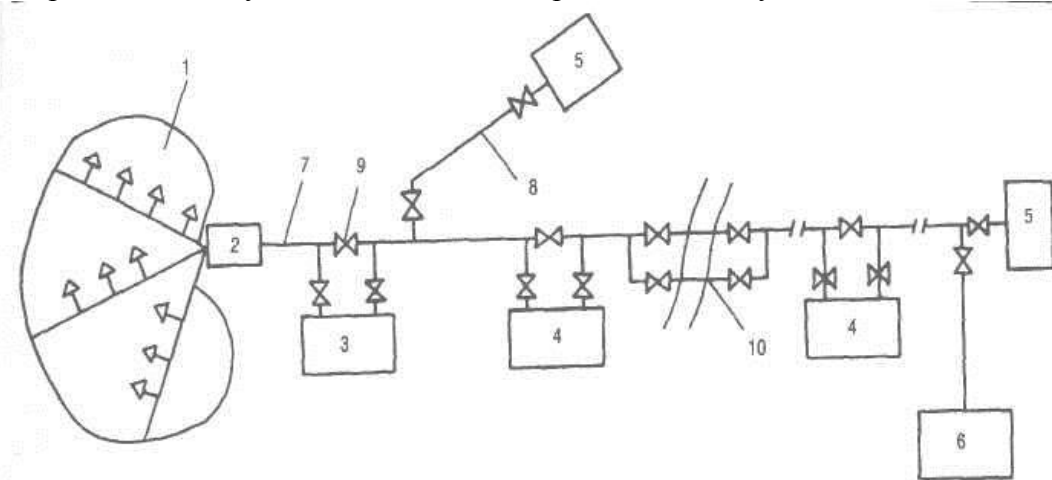


Рисунок 1.2 – Схема магистрального газопровода: 1 – газосборные сети; 2 – промышленный пункт сбора газа; 3 – головные сооружения; 4 – компрессорная станция; 5 – газораспределительная станция; 6 – подземные хранилища; 7 – магистральный трубопровод; 8 – ответвления от магистрального трубопровода; 9 – линейная арматура; 10 – двухниточный проход через водную преграду

Компрессорные станции предназначены для перекачки газа. Кроме того, на КС производится очистка газа от жидких и твердых примесей, а также его осушка.

Принципиальная технологическая схема компрессорной станции приведена на рис.1.3. Газ из магистрального газопровода (1) через открытый кран (2) поступает в блок пылеуловителей (4). После очистки от жидких и твердых примесей газ компримируется газоперекачивающими агрегатами – ГПА (5). Далее он проходит через аппараты воздушного охлаждения – АВО (7) и через обратный клапан (8) поступает в магистральный газопровод (1).

Объекты компрессорной станции, где происходит очистка, ком-примирование и охлаждение, пылеуловители, газоперекачивающие агрегаты и АВО, называются основными. Для обеспечения их нормальной работы сооружают объекты вспомогательного назначения: системы водоснабжения, электроснабжения, вентиляции, маслоснабжения и т. д.

Газоперекачивающие агрегаты (ГПА) предназначены для сжатия и обеспечения транспортировки природного газа с заданными технологическими параметрами на линейных компрессорных станциях и станциях подземных хранилищ газа (ПХГ).

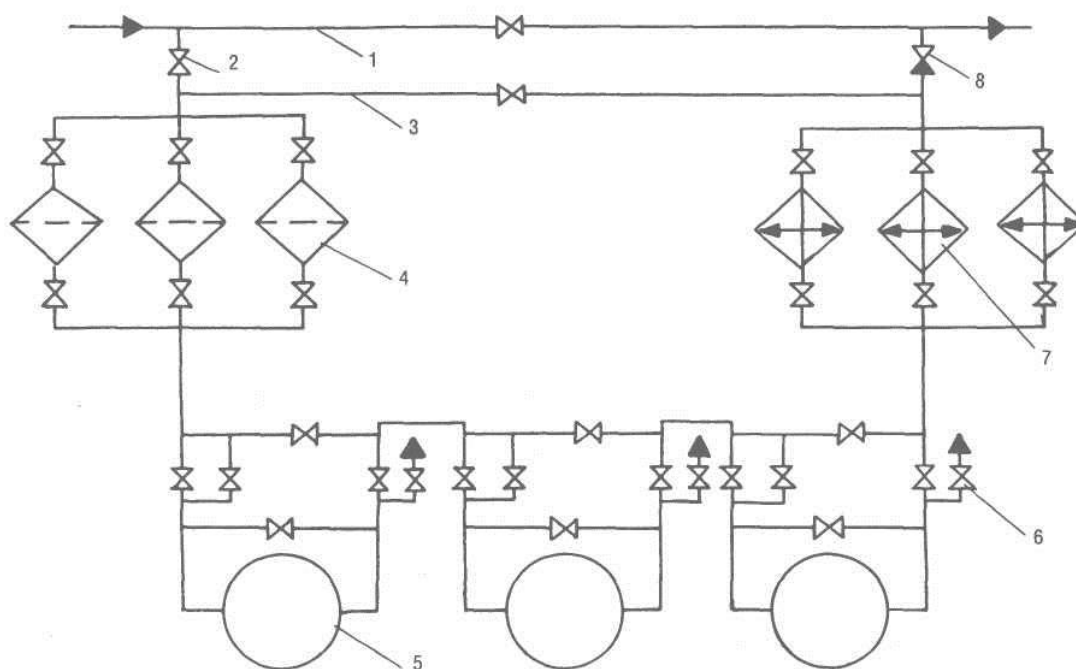


Рисунок 1.3 – Технологическая схема компрессорной станции с центробежными нагнетателями: 1 – магистральный газопровод; 2 – кран; 3 – байпасная линия; 4 – пылеуловители; 5 – газоперекачивающий агрегат; 6 – продувные свечи; 7 – АВО газа; 8 – обратный клапан

Необходимость в *аппаратах для охлаждения газа* обусловлена следующим. При компримировании газ нагревается. Это приводит к увеличению его вязкости и соответственно затрат мощности на перекачку. Кроме того, увеличение температуры газа отрицательно влияет на состояние изоляции газопровода, вызывает дополнительные продольные напряжения в его стенке.

Газ охлаждают водой и воздухом. При его охлаждении водой используют различные теплообменные аппараты (кожухотрубные, оросительные, типа «труба в трубе»), которые с помощью системы трубопроводов и насоса подключены к устройствам для охлаждения воды. Данный способ охлаждения газа используется, как правило, совместно с поршневыми газомоторкомпрессорами.

На магистральных газопроводах наиболее широкое распространение получил способ охлаждения газа атмосферным воздухом. Для этой цели применяют аппараты воздушного охлаждения (АВО) газа различных типов.

Конструктивно АВО представляет собой мощный вентилятор с диаметром лопастей 2 – 7 м, который нагнетает воздух снизу вверх, где по пучкам параллельных труб движется охлаждаемый газ. Для интенсификации теплообмена трубы делают оребренными. В качестве привода вентиляторов используются электродвигатели мощностью от 10 до 100 кВт.

Достоинствами АВО являются простота конструкции, надежность работы, отсутствие необходимости в предварительной подготовке хладагента (воздуха).

Газораспределительные станции сооружают в конце каждого магистрального газопровода или отвода от него.

Высоконапорный газ, транспортируемый по магистральному газопроводу, не может быть непосредственно подан потребителям, поскольку газовое оборудование, применяемое в промышленности и в быту, рассчитано на сравнительно низкое давление. Кроме того, газ должен быть очищен от примесей (механических частиц и конденсата), чтобы обеспечить надежную работу оборудования. Наконец, для обнаружения утечек газу должен быть придан резкий специфический запах. Операцию придания газу запаха называют *одоризацией*.

Понижение давления газа до требуемого уровня, его очистка, одоризация и измерение расхода осуществляются на газораспределительной станции (ГРС). Принципиальная схема ГРС приведена на рис. 1.4.

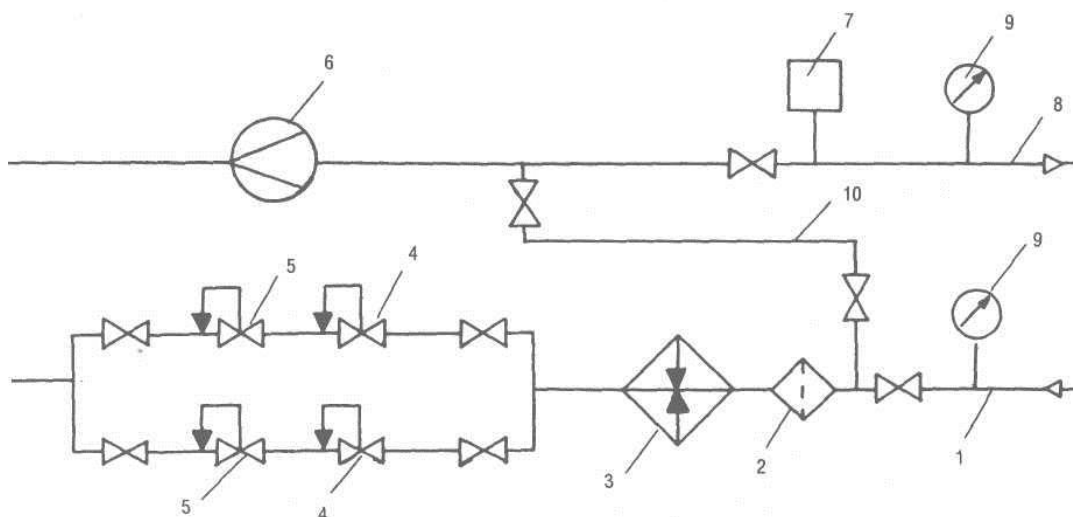


Рисунок 1.4 – Принципиальная схема ГРС: 1 – входной трубопровод; 2 – фильтр; 3 – подогреватель газа; 4 – контрольный клапан; 5 – регулятор давления типа «после себя»; 6 – расходомер газа; 7 – одоризатор; 8 – выходной трубопровод; 9 – манометр; 10 – байпас.

Газ по входному трубопроводу (1) поступает на ГРС. Здесь он последовательно очищается в фильтре (2), нагревается в подогревателе (3), редуцируется в регуляторах давления (5). Далее расход газа измеряется расходомером (6) и в него с помощью одоризатора (7) вводится одорант – жидкость, придающая газу запах.

Необходимость подогрева газа перед редуцированием связана с тем, что дросселирование давления сопровождается (согласно эффекту Джоуля-Томсона) охлаждением газа, создающим опасность закупорки трубопроводов ГРС газовыми гидратами.

Подземные хранилища газа служат для компенсации неравномерности газопотребления. Использование подземных структур для хранения газа позволяет очень существенно уменьшить металлозатраты и капиталовложения в хранилища.

Линейные сооружения газопроводов отличаются от аналогичных сооружений нефте- и нефтепродуктопроводов тем, что вместо линейных задвижек используются линейные шаровые краны, а кроме того, для сбора выпадающего конденсата сооружаются конденсатосборники.

Длина магистрального газопровода может составлять от десятков до нескольких тысяч километров, а диаметр – от 150 до 1420 мм. Большая часть газопроводов имеет диаметр от 720 до 1420 мм. Трубы и арматура магистральных газопроводов рассчитаны на рабочее давление до 7,5 МПа.

1.5 Особенности трубопроводного транспорта сжиженных газов

При сжижении природного газа его объем при атмосферном давлении уменьшается более чем в 600 раз. Благодаря этому, можно значительно уменьшить диаметр трубопроводов для транспортировки больших объемов газа, получив значительную экономию капиталовложений.

Метан становится жидкостью при атмосферном давлении, если его охладить до минус 162 °С. При давлении 5 МПа он останется жидкостью, если его температура не превысит минус 85 °С. Таким образом, трубопроводный транспорт сжиженного природного газа (СПГ) возможен только при низких температурах.

Перекачка сжиженного природного газа осуществляется следующим образом. Газ с промыслов поступает на головной завод сжижения (ГЗС), где производится его очистка, осушка, сжижение и отделение неконденсирующихся примесей.

Вблизи от ГЗС или даже непосредственно на его территории размещается головная насосная станция (ГНС). В ее состав входят приемные емкости, подпорная и основная насосные, а также узел учета.

Емкости служат для приема СПГ с завода, а также для хранения некоторого его запаса с целью обеспечения бесперебойности работы трубопровода. Как правило, на ГНС устанавливаются горизонтальные цилиндрические емкости высокого давления.

Перекачка сжиженных газов осуществляется центробежными насосами, но других типов, чем применяемые при перекачке нефти и нефтепродуктов. Благодаря малой вязкости СПГ, мощность, потребляемая насосами, в этом случае меньше, чем при работе на воде. Но давление на входе в насосы должно быть значительно выше, чтобы предотвратить регазификацию СПГ.

Перекачка сжиженного природного газа осуществляется под давлением 4 – 5 МПа и при температуре минус 100 – 120 °С. Чтобы предотвратить нагрев газа за счет теплопритока от окружающей среды трубопроводы СПГ покрывают тепловой изоляцией, а вдоль трассы размещают промежуточные станции охлаждения. Промежуточные насосные станции (ПНС) располагаются на расстоянии 100 – 400 км друг от друга. Это, как правило, больше, чем при перекачке нефти и нефтепродуктов, так как СПГ имеет меньшую вязкость.

Центробежные насосы очень чувствительны к наличию газа в перекачиваемой жидкости: при его содержании более 2 % происходит срыв их работы, т. е. перекачка прекращается. Чтобы предотвратить регазификацию СПГ, в трубопроводах поддерживают давление не менее чем на 0,5 МПа превышающее давление упругости его паров при температуре перекачки. Для этого на входе в промежуточные насосные станции и в конце трубопровода устанавливают регуляторы давления типа «до себя». Кроме того, для отделения газовой фазы, которая может образоваться в нештатных ситуациях (снижение давления при остановках насосов, разрывах трубопровода и т. п.), перед насосами на насосных станциях устанавливают буферные емкости. В конце трубопровода размещаются низкотемпературное хранилище и установка регазификации

сжиженного газа. Низкотемпературное хранилище служит для создания запасов СПГ, в частности, для компенсации неравномерности газопотребления. На установке регазификации СПГ переводится в газообразное состояние перед его отпуском потребителям.

По сравнению с транспортировкой природного газа в обычном состоянии при перекачке СПГ общие металлозатраты в систему, включая головной завод сжижения, низкотемпературное хранилище, установку регазификации, в 3 – 4 раза меньше.

Вместе с тем, данный способ транспортировки газа имеет свои недостатки:

1. Для строительства линейной части и резервуаров применяются стали с содержанием никеля до 9 %. Они сохраняют работоспособность в условиях низких температур перекачки, однако в 6 раз дороже обычной углеродистой стали.

2. Перекачка СПГ должна вестись специальными криогенными насосами.

3. При авариях потери газа значительно больше, чем в случае его транспортировки по обычной технологии.

Кроме природного, в сжиженном состоянии транспортируются и другие газы. Но наиболее широкое распространение получил трубопроводный транспорт сжиженных углеводородных газов (СУГ): этана, этилена, пропана, бутана и их смесей.

Основным сырьем для производства сжиженных углеводородных газов являются попутный нефтяной газ, «жирный» газ газоконденсатных месторождений и газы нефтепереработки. Название сжиженного углеводородного газа принимают по наименованию компонентов, оставляющих большую его часть.

Управление российскими нефтепроводами осуществляет акционерная компания «Транснефть», которая эксплуатирует порядка 48,7 тыс. км магистральных нефтепроводов диаметром от 400 до 1220 мм, 339 нефтеперекачивающих станций, 856 резервуаров общей емкостью 13,5 млн. куб. м. Магистральные трубопроводы диаметром 800 – 1220 мм составляют более половины протяженности трубопроводов системы и обеспечивают транспорт 93 % добываемой в России нефти. Средний диаметр нефтепроводов АК «Транснефть» составляет свыше 800 мм; средняя дальность перекачки равна 2300 км; 20 % действующих нефтепроводов базируется на месторождениях нефти в Западной Сибири.

Эксплуатацию сети нефтепродуктопроводов России осуществляет акционерная компания «Транснефтепродукт», протяженность системы нефтепродуктопроводов которой составляет 20,02 тыс. км, в том числе: магистральных нефтепродуктопроводов – 14,96 тыс. км, отводов – 5,06 тыс. км. К системе нефтепродуктопроводов подключены Омский, четыре Башкирских, три Самарских, Нижнекамский, Нижегородский, Рязанский, Московский, Киришский, Мозырский и Полоцкий НПЗ, 10 пунктов налива нефтепродуктов в железнодорожные цистерны, 55 пунктов налива на автомобильный транспорт, 267 нефтебаз, расположенных как на территории России, так и в странах ближнего зарубежья (Украина, Беларусь, Латвия, Казахстан), 95 перекачивающих насосных станций. Объем транспорта нефтепродуктов в 2003 г. составил 26,9 млн. т (увеличение на 5,1 % по сравнению с 2002 г. – 25,6 млн. т), в том числе на экспорт 17,6 млн. т (увеличение на 9,3 % по сравнению с 2002 г. – 16,1 млн. т).

Единая система газоснабжения России – это широко разветвленная сеть магистральных газопроводов, обеспечивающих потребителей газом с газовых месторождений Тюменской области, Республики Коми, Оренбургской и Астраханской областей.

ЛЕКЦИЯ 2. КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ

2.1 Принципиальная технологическая схема КС

Компрессорные станции предназначены для транспортирования газа от месторождений или подземных хранилищ до потребителя. Компрессорные станции (КС) располагаются по трассе газопровода в соответствии с гидравлическим расчетом при соблюдении нормативных разрывов от границ КС до зданий и сооружений населенных пунктов, вахтенных поселков и промышленных предприятий.

Компрессорные станции предназначены для перекачки газа. Кроме того, на КС производится очистка газа от жидких и твердых примесей, а также его осушка.

Принципиальная технологическая схема компрессорной станции приведена на рис.2.1. Газ из магистрального газопровода (1) через открытый кран (2) поступает в блок пылеуловителей (4). После очистки от жидких и твердых примесей газ компримируется газоперекачивающими агрегатами – ГПА (5). Далее он проходит через аппараты воздушного охлаждения – АВО (7) и через обратный клапан (8) поступает в магистральный газопровод (1).

Объекты компрессорной станции, где происходит очистка, ком-примирование и охлаждение, пылеуловители, газоперекачивающие агрегаты и АВО, называются основными. Для обеспечения их нормальной работы сооружают объекты вспомогательного назначения: системы водоснабжения, электроснабжения, вентиляции, маслоснабжения и т. д.

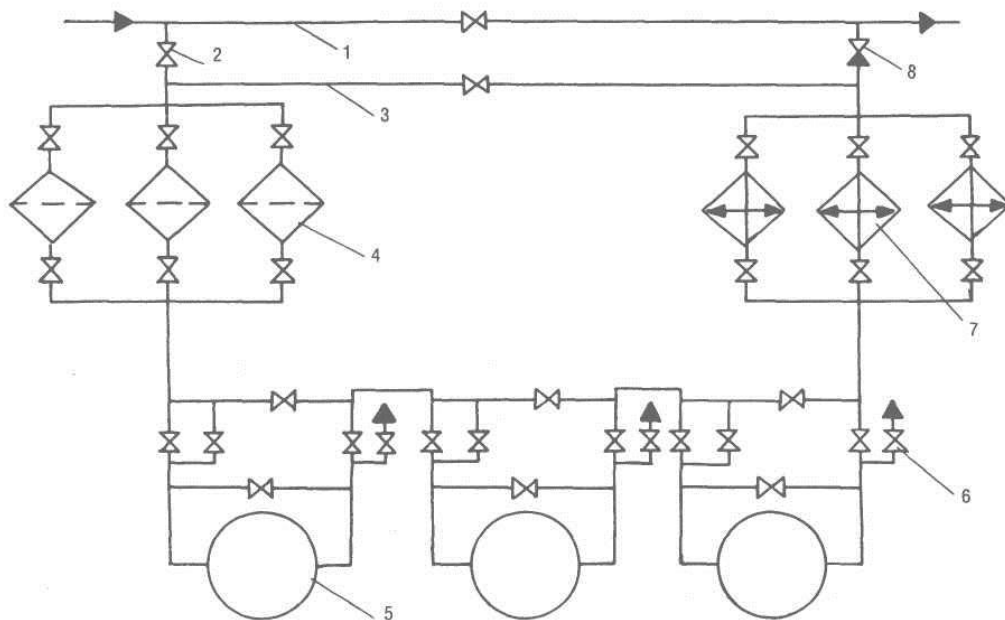


Рисунок 2.1 – Технологическая схема компрессорной станции с центробежными нагнетателями: 1 – магистральный газопровод; 2 – кран; 3 – байпасная линия; 4 – пылеуловители; 5 – газоперекачивающий агрегат; 6 – продувные свечи; 7 – АВО газа; 8 – обратный клапан.

Газоперекачивающие агрегаты (ГПА) предназначены для сжатия и обеспечения транспортировки природного газа с заданными технологическими параметрами на линейных компрессорных станциях и станциях подземных хранилищ газа (ПХГ).

Технологической схемой КС предусматриваются следующие технологические процессы:

- очистка газа;
- сжатие (компримирование) газа;

- охлаждение газа после сжатия.

Кроме указанных процессов, технологической схемой КС предусмотрен ряд вспомогательных процессов, выполняемых системами и установками, обеспечивающими нормальную работу оборудования КС:

- хранение, очистка, подача масел к ГПА и сбор отработанных масел;
- подготовка топливного, пускового и импульсного газа;
- утилизация тепла выхлопных газов;
- сбор и обезвреживание продуктов очистки газа;
- получение и использование сжатого воздуха;
- автомобильное газозаправочное хозяйство;
- организация работы метанольного хозяйства.

Необходимость в *аппаратах для охлаждения газа* обусловлена следующим. При компримировании газ нагревается. Это приводит к увеличению его вязкости и соответственно затрат мощности на перекачку. Кроме того, увеличение температуры газа отрицательно влияет на состояние изоляции газопровода, вызывает дополнительные продольные напряжения в его стенке.

Газ охлаждают водой и воздухом. При его охлаждении водой используют различные теплообменные аппараты (кожухотрубные, оросительные, типа «труба в трубе»), которые с помощью системы трубопроводов и насоса подключены к устройствам для охлаждения воды. Данный способ охлаждения газа используется, как правило, совместно с поршневыми газомотокомпрессорами.

На магистральных газопроводах наиболее широкое распространение получил способ охлаждения газа атмосферным воздухом. Для этой цели применяют аппараты воздушного охлаждения (АВО) газа различных типов.

Конструктивно АВО представляет собой мощный вентилятор с диаметром лопастей 2 – 7 м, который нагнетает воздух снизу вверх, где по пучкам параллельных труб движется охлаждаемый газ. Для интенсификации теплообмена трубы делают оребренными. В качестве привода вентиляторов используются электродвигатели мощностью от 10 до 100 кВт.

Достоинствами АВО являются простота конструкции, надежность работы, отсутствие необходимости в предварительной подготовке хладагента (воздуха).

В состав КС входят следующие основные и вспомогательные установки и системы:

- блок очистки газа;
- компрессорный цех/система блок-контейнеров;
- системы охлаждения газа, масла и воды;
- система подготовки топливного, пускового, импульсного газа и газа на собственные нужды;
- система сбора и утилизации конденсата;
- маслохозяйство;
- система тепло-и электроснабжения;
- система контроля и управления;
- система водоснабжения, канализации и очистки сточных вод;
- система связи;
- система пожаротушения;
- служебно-эксплуатационный и ремонтный блок;
- открытая стоянка техники с воздухоподогревом; складские помещения;
- узел приема и пуска средств очистки и диагностики.

Территория КС разделена на две зоны: производственную и служебно-производственного комплекса. К производственной зоне КС, расположенной со стороны магистрального газопровода, относятся здания и сооружения технологического назначения:

- узлы подключения;

- компрессорный цех;
- установки очистки газа и сбора конденсата;
- установки охлаждения газа;
- установки редуцирования и подготовки пускового, топливного, импульсного и газа на собственные нужды;
- блоки утилизации тепла отходящих газов;
- блоки огневых подогревателей;
- маслохозяйство;
- ПЭБ (КТП, ЩСУ и операторная);
- компрессорная сжатого воздуха;
- резервная электростанция;
- установка пожаротушения.

К зоне служебно-производственного комплекса, расположенной со стороны подъездной автодороги, относятся объекты инженерного обеспечения:

- узел связи;
- котельная;
- блоки водоснабжения и канализации;
- очистные сооружения;
- служебно-вспомогательный и ремонтный блоки;
- стоянки механизмов;
- складские сооружения;
- трансформаторные подстанции для зданий и сооружений второй зоны (зона служебно-производственного комплекса);
- установки пожаротушения.

2.2 Технологическая схема КС

Рассмотрим основные технологические комплексы и сооружения компрессорной станции.

Газоперекачивающие агрегаты

Газоперекачивающие агрегаты (ГПА) размещаются в блок-контейнерах, состоящих из машинных залов (отсеков) двигателей (приводов нагнетателей) и нагнетателей, разделенных герметичной перегородкой. ГПА представляет собой установку, состоящую из стыкуемых между собой на месте монтажа блоков полной заводской готовности. Базовая сборочная единица – блок турбоагрегата, включающий нагнетатель, двигатель и оборудование технологических систем.

Установка очистки газа

В установке очистки газа компримируемый газ очищается от жидкости и механических примесей для предотвращения загрязнения и эрозии оборудования и трубопроводов КС. Блоки установки состоят из пылеуловителя, технологических трубопроводов с запорной арматурой, контрольно-измерительных приборов и трубных проводок к ним, металлоконструкций.

Установка охлаждения газа

Охлаждение газа после компримирования положительно влияет на устойчивость газопровода, увеличение его производительности, улучшение условий работы антикоррозийной изоляции.

Число аппаратов воздушного охлаждения определяется в каждом конкретном случае по тепловым и гидравлическим расчетам газопровода, исходя из температуры наружного воздуха и оптимальной температуры транспорта газа. Рабочая температура среды: на входе в аппарат – до 70 °С, на выходе из аппарата – не более 45 °С. Каждый аппарат имеет отключающую арматуру.

Установка подготовки топливного, пускового и импульсного газа

Установка подготовки топливного, пускового и импульсного газа предназначена

для подготовки транспортируемого газа с целью использования при запуске газотурбинных двигателей в качестве топлива ГПА и импульсного газа для управления пневмоприводными кранами в системах КС.

Установка состоит из двух блоков: блока подготовки топливного и пускового газа полной заводской готовности, в котором осуществляется очистка, замер, подогрев перед редуцированием и редуцирование (снижение давления) топливного газа и блока подготовки импульсного газа (импульсный газ – газ, подающийся к контрольно-измерительным приборам).

Оборудование установки размещается в кирпичном здании или в блок-здании из блок-боксов. Блок-здание монтируется из четырех блок-боксов с технологическим и вспомогательным оборудованием и аппаратами наружной установки.

В блок-здание входят:

- блок-бокс электрощитовой с помещениями приточной и вытяжной венткамер;
- блок-бокс адсорбера и блок арматуры;
- блок-бокс адсорбера и блок редуцирования;
- блок-бокс редуцирования;
- четыре газосепаратора (два с электрообогревом) с камерами датчиков – реле уровней жидкости (конденсата);
- два автоматических подогревателя газа, установленные на открытой площадке.

ЛЕКЦИЯ 3. МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ

Подогрев газа. Предупреждение образования гидратов методом подогрева газа заключается в том, что при сохранении давления в газопроводе температура газа поддерживается выше равновесной температуры образования гидратов (рисунок 3.1).

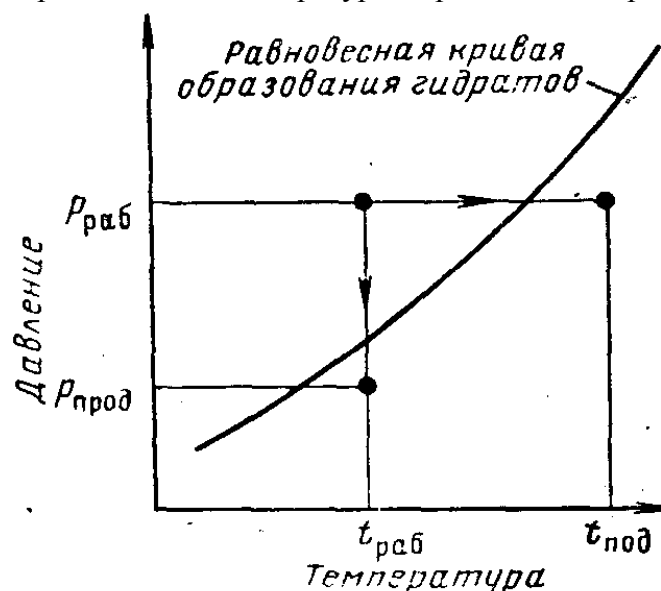


Рисунок 3.1 – Зона образования гидратов в магистральном газопроводе.

$p_{\text{раб}}$ и $p_{\text{прод}}$ – давления соответственно рабочее и продувки; $t_{\text{раб}}$ и $t_{\text{под}}$ – температуры соответственно рабочая и подогрева

В условиях транспорта газа по магистральному газопроводу этот метод неприменим, так как связан с большими затратами энергии. Как показывают расчеты, при больших объемах транспортируемого газа может оказаться экономически целесообразно охлаждать его (с учетом увеличения затрат на более глубокую осушку газа), поскольку это позволяет заметно увеличить пропускную способность газопроводов, особенно газопроводов с большим числом компрессорных станций (КС).

Метод подогрева применяется на газораспределительных станциях (ГРС), где при больших перепадах давления вследствие дроссельного эффекта температура газа может значительно снижаться, в результате чего обмерзают редуцирующие клапаны, краны, диафрагмы и др.

Метод снижения давления. Предупреждение образования гидратов методом снижения давления заключается в том, что при сохранении температуры в газопроводе снижается давление ниже равновесного давления образования гидратов. Этот метод возможен и при ликвидации уже образовавшихся гидратов. Ликвидация гидратных пробок осуществляется путем выпуска газа в атмосферу через продувочные свечи. После снижения давления необходимо некоторое время (от минут до нескольких часов) для разложения гидратов. Очевидно, что этот метод пригоден только для ликвидации нескольких гидратных пробок при положительных температурах. Иначе гидратная пробка перейдет в ледяную. Поскольку минимальная температура газа в магистральных газопроводах близка к нулю, а равновесное давление при этом для природного газа находится в пределах 1,0 – 1,5 МПа, применение данного метода для предупреждения гидратообразования в магистральных газопроводах оказывается неэффективным (оптимальное давление транспортируемого газа 5,0 – 7,0 МПа).

Метод снижения давления применяется в аварийных случаях для разложения гидратов в газопроводе путем кратковременного уменьшения давления ниже давления разложения гидратов (в сочетании с ингибиторами, так как в противном случае после повышения давления гидраты появляются снова, если в газопроводе остается вода, образовавшаяся при разложении гидратов).

Ввод ингибиторов. Ингибиторы, введенные в насыщенный водяными парами поток

природного газа, частично поглощают водяные пары и переводят их вместе со свободной водой в раствор, который совсем не образует гидратов или образует их при температурах более низких, чем температура гидратообразования в случае наличия чистой воды.

В качестве ингибиторов применяют метиловый спирт (метанол, CH_3OH), растворы этиленгликоля (ЭГ), диэтиленгликоля (ДЭГ), триэтиленгликоля (ТЭГ), хлористого кальция CaCl_2 и др.

3.1 Осушка газа

При больших объемах транспортируемого газа его осушка является наиболее эффективным и экономичным способом предупреждения образования кристаллогидратов в магистральном газопроводе.

Существующие способы осушки при промысловой подготовке газа к дальнейму транспорту подразделяются на две основные группы: сорбционная – поглощение влаги жидкими (абсорбция) и твердыми (адсорбция) сорбентами и охлаждением газового потока.

В результате осушки газа точка росы паров воды должна быть снижена ниже минимальной температуры при транспортировании газа (влажность должно составлять не более $0,05 - 0,1 \text{ г/м}^3$).

3.2 Осушка газа жидкими поглотителями

Жидкие сорбенты, применяемые для осушки природных и нефтяных газов, должны иметь высокую растворимость в воде, низкую стоимость, антикоррозионность, стабильность по отношению к газовым компонентам и при регенерации; простоту регенерации, малую вязкость, низкую упругость паров при температуре контакта, слабое поглощение углеводородных компонентов газа, низкую способность к образованию пены или эмульсий.

Большинству этих требований наилучшим образом отвечают ДЭГ и ТЭГ и в меньшей степени ЭГ.

Этиленгликоль ($\text{CH}_2\text{OH}-\text{CH}_2\text{OH}$) – простейший двухатомный спирт. Смешивается с водой в любых отношениях. Для осушки, как правило, не применяется (используется в основном как ингибитор) вследствие недостаточной гигроскопичности и высокой упругости паров, что приводит к большим потерям при его регенерации ($t_{\text{кип}} = 198^\circ\text{C}$, $p = 760 \text{ мм рт. ст.}$). Диэтиленгликоль ($\text{CH}_2\text{OH}-\text{CH}_2-\text{O}-\text{CH}_2-\text{CH}_2\text{OH}$) получают реакцией соединения двух молекул ЭГ с образованием молекулы воды.

В химически чистом виде это; бесцветная жидкость с молекулярной массой 106,12, относительной плотностью (по воде) 1,117 и температурой кипения при $p = 760 \text{ мм рт. ст.}$, равной 245°C .

Как показали эксперименты в лабораторных и промышленных условиях, максимальное понижение точки росы газа при осушке ДЭГ обычно не превышает $30 - 35^\circ\text{C}$, что довольно часто оказывается недостаточным. В связи с разработкой более глубоких газовых месторождений, температура газа которых значительная и в летнее время почти не понижается в коммуникациях до газоосушительных установок, потребовался более сильный влагопоглотитель – ТЭГ.

Триэтиленгликоль ($\text{CH}_2\text{OH}-\text{CH}_2-\text{O}-\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{O}-\text{CH}_2-\text{CH}_2\text{OH}$) получают соединением трех молекул ЭГ с образованием воды. Молекулярная масса ТЭГ – 150,17, относительная плотность 1,1254 и температура кипения $287,4^\circ\text{C}$ при $p = 760 \text{ мм рт. ст.}$

Гликоли хорошо отбирают влагу из газов в большом интервале концентраций.

Вследствие низкой упругости паров потери поглотителя незначительные ($5 - 18 \text{ г}$ на 1000 м^3 газа у ДЭГ и $2 - 4 \text{ г}$ на 1000 м^3 газа у ТЭГ).

Температура кипения и упругость паров воды и гликолей сильно различаются, что облегчает регенерацию поглотителя, а небольшая вязкость поглотителя облегчает работу циркуляционных насосов.

Обводненные гликоли неагрессивны в коррозионном отношении. Растворимость природного газа в них незначительная: при давлениях до 15,0 МПа растворимость не превышает 6 л на 1 л гликоля.

При атмосферном давлении ДЭГ начинает распадаться при 164 °С, а ТЭГ при 205 °С. В соответствии с этим в производственных условиях степень осушки их при регенерации может достигать 96 и 99 %.

Поскольку ТЭГ имеет склонность к пенообразованию, для борьбы с этим применяют различные присадки, например, моноэтаноламин.

Процессы осушки газа гликолями находятся в прямой зависимости от давления, температуры контакта газ – сорбент и концентрации сорбента. Как было показано ранее, в газе при повышенном давлении уменьшается содержание влаги, что, естественно, приводит к снижению количества циркулирующего раствора сорбента, необходимого для осушки газа до заданной точки росы. Повышение температуры контакта газ – сорбент приводит к увеличению парциального давления водяных паров над сорбентом, снижению поглотительной способности последнего и повышению точки росы осушки газа. Понижение температуры контакта газ – сорбент оказывает обратное действие, т. е. снижает точку росы осушенного газа. Однако при осушке газа жидкими сорбентами не рекомендуется применять температуру ниже 30 °С в связи с повышением вязкости сорбентов и значительной трудностью их перекачки. При увеличении вязкости сорбента одновременно несколько снижается его поглотительная способность.

На поглотительную способность сорбентом паров воды из газа большое влияние оказывает его концентрация: чем концентрация выше, тем ниже точка росы осушенного газа. Концентрация сорбента обычно колеблется в зависимости от степени осушки в пределах 90 – 99 %.

Качественная зависимость точки росы газа от концентрации раствора сорбента и температуры контакта графически представлена на рисунке 2.2.

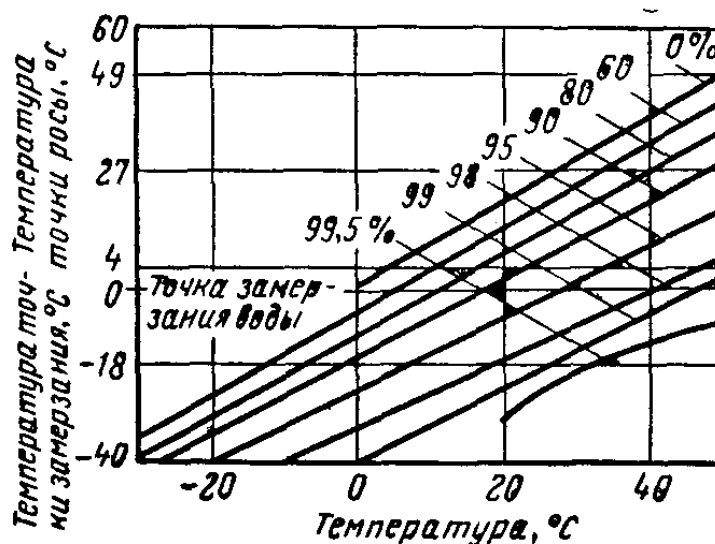


Рисунок 3.2 – График влияния концентрации водного раствора ДЭГ на точку росы осушаемого газа

При сравнении ДЭГ и ТЭГ необходимо иметь в виду, что ДЭГ более дешевый. Однако при использовании ТЭГ можно получить большее снижение точки росы газа (45 – 50 °С вместо 30 – 35 °С у ДЭГ). Потери ТЭГ при регенерации значительно меньше, чем потери ДЭГ, вследствие более низкой упругости паров ТЭГ.

На рисунке 3.3 приведена схема установки осушки газа жидкими сорбентами, получившая широкое распространение на газовых месторождениях.

Поступающий с промысла газ проходит сепаратор 1, где осажается капельная влага, и поступает в нижнюю часть абсорбера 2. Сначала газ идет в нижнюю скрубберную секцию 3, в которой дополнительно очищается от взвешенных капель влаги благодаря

большой поверхности контакта с насадками. Затем газ последовательно проходит через тарелки 4, поднимаясь вверх. Число колпачковых тарелок в абсорбере 4 – 12. Навстречу потоку газа протекает 95 – 97 % раствор ДЭГ, вводимый в абсорбер насосом 10. Осушенный вследствие контакта с раствором газ проходит через верхнюю скрубберную секцию 5, где освобождается от захваченных капель раствора, и направляется в газопровод.

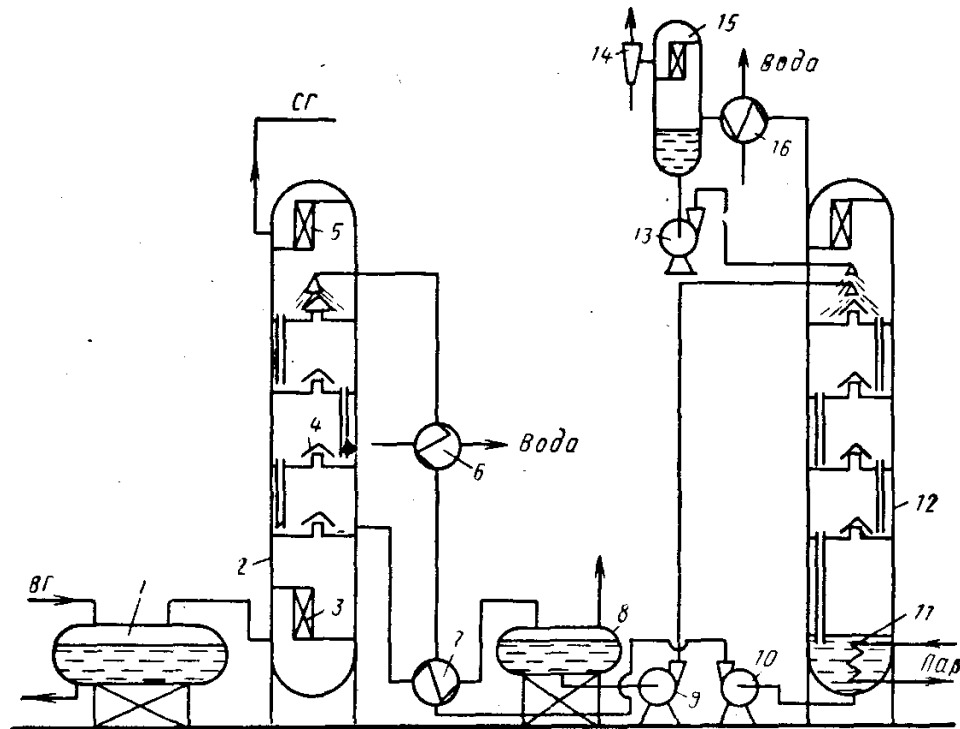


Рисунок 3.3 – Схема установки осушки газа жидкими сорбентами

Насыщенный раствор, содержащий 6 – 8 % влаги, с нижней глухой сборной тарелки абсорбера поступает в теплообменник 7, в котором нагревается встречным потоком регенерированного раствора, а далее проходит через выветриватель 8, где из него выделяется растворенный газ, который идет на собственные нужды. Из выветривателя насыщенный ДЭГ насосом 9 закачивается в выпарную колонну (десорбер) 12, где осуществляется регенерация раствора.

Выпарная колонна состоит из двух частей: собственно колонны тарельчатого типа, в которой из насыщенного раствора ДЭГ, стекающего вниз, выпаривается влага встречным потоком острого водяного пара и паров ДЭГ; кипятильника-испарителя 11, в котором происходит нагревание раствора гликоля и испарение воды. В кипятильнике поддерживается температура раствора гликоля в пределах 150 – 160 °С, а в верхней части выпарной колонны 105 – 107 °С. Это достигается за счет орошения верхней части колонны водой температурой 30 °С, что позволяет сконцентрировать пары ДЭГ и уменьшить его потери.

Водяной пар из десорбера поступает в конденсатор 16, где основная часть пара конденсируется и собирается в сепараторе 15. Газ отсасывается из конденсата вакуумным насосом 14 и направляется на сжигание. Часть полученной воды, содержащей ДЭГ, подается в верхнюю часть колонны насосом 13 для орошения и поддержания температуры 105 – 107 °С.

Регенерированный раствор ДЭГ насосом 10 прокачивается через теплообменник 7 и холодильник 6, где его температура снижается примерно до 30 °С, и вновь поступает на верхнюю тарелку абсорбера. На этом круговой цикл движения раствора заканчивается.

Если необходимо получить высокую концентрацию насыщенного раствора ДЭГ (98 – 99 %) для достижения более низких точек росы газа (от 15 до – 20 °С), то регенерацию гликолей производят под вакуумом, который создается вакуумным насосом

14.

Экономичность работы абсорбционных установок в значительной степени зависит от потерь сорбента. Для их снижения в первую очередь необходимо строго поддерживать расчетный температурный режим десорбера, тщательно сепарировать газ и водяной пар на выходе соответственно из абсорбера и десорбера и по возможности исключить пенообразование при контакте газа с абсорбентом за счет специальных добавок

3.3 Осушка газа твердыми поглотителями

В качестве твердых поглотителей влаги в газовой промышленности широко применяются активированная окись алюминия и боксит, который на 50 – 60 % состоит из Al_2O_3 . Активизируется боксит при температуре 360 °С в течение 3 часов без доступа воздуха. Поглотительная способность боксита 4,0 – 6,5 % от собственной массы. Преимущества метода: низкая точка росы осушенного газа (до минус 65 °С); простота регенерации поглотителя; компактность, несложность и низкая стоимость установки.

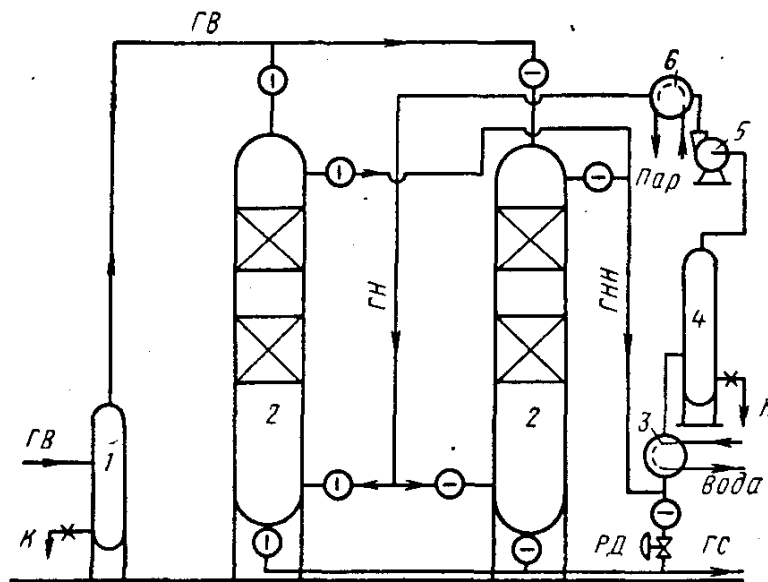


Рисунок 3.4 – Схема осушки газа твердым поглотителем

1 и 4 – сепараторы; 2 – адсорбент; 3 – холодильник; 5 – газодувка;

6 – подогреватель; К – конденсат; ГВ – газ влажный; ГС – газ сухой; ГН – газ нагретый; ГНН – газ нагретый насыщенный; РД – регулятор давления.

Боксит поставляется в зернах (гранулах) диаметром 2 – 4 мм. Насыпная плотность 800 кг/м³. Глубина осушки зависит от степени насыщения боксита, уменьшаясь с увеличением последней.

Продолжительность работы бокситовой загрузки больше года. Скорость прохождения газа через активированный боксит 0,5 – 0,6 м/с. Загрузка боксита определяется в зависимости от количества газа и содержания в нем влаги по формуле:

$$G = \frac{Q \times \tau}{\alpha},$$

где Q – объемный расход газа через адсорбер, приведенный к 0 °С и 760 мм рт. ст.; x – массовое влагосодержание 1 м³ газа; τ – продолжительность цикла, поглощения; α – коэффициент активности боксита.

Схема осушки газа твердым поглотителем приведена на рисунке 2.4. Влажный газ проходит через сепаратор 1 и поступает в адсорбер 2 (на рисунке 2.4 в левый адсорбер), где проходит через несколько слоев активированного боксита, насыпанного на тарелки с перфорированным основанием (толщина одного слоя не превышает 60 см). Проходя через боксит, газ освобождается от влаги и направляется в газопровод. После определенного промежутка времени в зависимости от загрузки твердого поглотителя и объемной

скорости газа (этот промежуток времени обычно равен 12 – 16 ч) адсорбер переводят на восстановление (регенерацию). Газ же переключают на второй адсорбер, который уже прошел регенерацию.

Боксит регенерируют (осушают), продувая через него горячий газ. При этом из боксита выделяется вся влага, поглощенная им из газа в процессе осушки.

Регенерацию боксита проводят следующим образом (на рисунке 2.4 на регенерацию боксита переведен правый адсорбер). При пуске адсорбера на регенерацию определенное количество газа, требуемого для заполнения системы регенерации, отводят от линии сухого газа через регулятор давления РД (при давлении несколько более 0,1 МПа). Этот газ поступает сначала в холодильник 3 и далее в сепаратор 4. Газодувкой 5 под давлением не более 300 мм вод. ст. газ подается в подогреватель 6, где он нагревается до температуры 180 – 200 °С, и далее поступает в адсорбер 2, в котором регенерируется боксит. По выходе из адсорбера нагретый насыщенный газ поступает в холодильник 3, а затем в сепаратор 4, где отделяется влага, поглощенная в адсорбере. В результате повторных циклов регенерирующего газа (газодувка – подогреватель – адсорбер – холодильник – адсорбер – сепаратор – газодувка) боксит осушается и может снова поглощать воду из газа.

ЛЕКЦИЯ 4. ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ

В настоящее время для транспортирования энергоносителей используют железнодорожный, водный, автомобильный и трубопроводный транспорт.

Железнодорожный транспорт

Транспортирование энергоносителей по железной дороге производится в специальных цистернах или в крытых вагонах в таре.

Конструктивно цистерна состоит из следующих основных частей: рамы, ходовой части, ударнотяговых устройств, тормозного оборудования, котла, внутренней и наружной лестниц, устройств крепления котла к раме, горловины и сливного прибора, предохранительной арматуры.

Различают следующие виды цистерн.

Цистерны специального назначения в основном предназначены для перевозки высоковязких и высокопарафинистых нефтей и нефтепродуктов. Цистерны с паровой рубашкой отличаются от обычных тем, что нижняя часть у них снабжена системой парового подогрева с площадью поверхности нагрева около 40 м². Цистерны-термосы предназначены для перевозки подогретых высоковязких нефтепродуктов; они покрыты тепловой изоляцией, а внутри котла у них установлен стационарный трубчатый подогреватель с поверхностью нагрева 34 м². Цистерны для сжиженных газов рассчитаны на повышенное давление (для пропана – 2 МПа, для бутана – 8 МПа).

Объем котла современных цистерн составляет от 54 до 162 м³, диаметр – до 3,2 м.

В качестве тары при перевозке нефтегрузов в крытых вагонах используются бочки (обычно 200 литровые) и бидоны. В бочках транспортируются светлые нефтепродукты и масла, а в бидонах – смазки.

Достоинствами железнодорожного транспорта являются:

- 1) возможность круглогодичного осуществления перевозок;
- 2) в одном составе (маршруте) могут одновременно перевозиться различные грузы;
- 3) нефть и нефтепродукты могут быть доставлены в любой пункт страны, имеющий железнодорожное сообщение;
- 4) скорость доставки грузов по железной дороге примерно в 2 раза выше, чем речным транспортом.

К недостаткам железнодорожного транспорта относятся:

- 1) высокая стоимость прокладки железных дорог;
- 2) увеличение загрузки существующих железных дорог и как следствие – возможные перебои в перевозке других массовых грузов;
- 3) холостой пробег цистерн от потребителей нефтегрузов к их производителям.

Водный транспорт

Широкое применение водного транспорта в нашей стране predetermined тем, что по протяженности водных путей Россия занимает первое место в мире. Длина береговой морской линии России, включая острова, составляет около 100 тыс. км. В нашей стране свыше 600 крупных и средних озер, а суммарная протяженность рек составляет около 3 млн. км. Каналы имени Москвы, Волго-Донской, Беломорско-Балтийский и Волго-Балтийский связывают водные пути Европейской части России и порты Балтийского, Белого, Каспийского, Азовского и Черного морей.

Для перевозки нефтегрузов используются сухогрузные и наливные суда.

Сухогрузными судами груз перевозится непосредственно на палубе (в основном, в бочках).

Нефтеналивные суда перевозят нефть и нефтепродукты в трюмах, а также в танках (баках), размещенных на палубе.

Различают следующие типы нефтеналивных судов:

- 1) танкеры морские и речные;
- 2) баржи морские (лихтеры) и речные.

Танкер - это самоходное судно, корпус которого системой продольных и поперечных переборок разделен на отсеки. Различают носовой (форпик), кормовой (ахтерпик) и грузовые отсеки (танки). Для предотвращения попадания паров нефти и нефтепродуктов в хозяйственные и машинное отделения, грузовые танки отделены от носового и кормового отсеков специальными глухими отсеками (коффердамами). Для сбора продуктов испарения нефтегрузов и регулирования давления в танках на палубе танкера устроена специальная газоотводная система с дыхательными клапанами.

Все грузовые танки соединены между собой трубопроводами, проходящими от насосного отделения по днищу танка. Кроме того, они оборудуются подогревателями, установками для вентиляции и пропаривания танков, средствами пожаротушения и др.

Речные танкеры в отличие от морских имеют относительно небольшую грузоподъемность.

Баржи отличаются от танкеров тем, что не имеют собственных насосов.

Морские баржи (лихтеры) обычно служат для перевозок нефти и нефтепродуктов, когда танкеры не могут подойти непосредственно к причалам для погрузки-выгрузки. Их грузоподъемность составляет 10 000 т и более.

Речные баржи служат для перевозки нефтепродуктов по внутренним водным путям. Поэтому их корпус менее прочен, чем у морских барж. Они бывают самоходными и несамоходными. Последние перемещаются буксирами.

Транспортирование сжиженных углеводородных газов танкерами является одним из наиболее дешевых видов водного транспорта.

Достоинствами водного транспорта являются:

- 1) относительная дешевизна перевозок;
- 2) неограниченная пропускная способность водных путей (особенно морских);
- 3) возможность завоза нефтепродуктов в отдаленные районы страны, не связанные железной дорогой с НПЗ.

К недостаткам водного транспорта относятся:

- 1) сезонность перевозок по речным и частично морским путям, что вызывает необходимость создавать большие запасы нефтегрузов;
- 2) медленное продвижение грузов (особенно вверх по течению рек);
- 3) невозможность полностью использовать тоннаж судов при необходимости переброски специальных нефтепродуктов в небольших количествах;
- 4) порожние рейсы судов в обратном направлении.

Автомобильный транспорт

Автотранспортом можно перевозить все типы углеводородных жидкостей. В нашей стране его применяют для транспортирования нефтепродуктов и сжиженных углеводородных газов. Автомобильный транспорт используется для завоза нефтегрузов потребителям, удаленным на небольшое расстояние от источников снабжения (наливных пунктов, складов и баз). Например, автотранспортом отгружаются нефтепродукты с нефтебаз в автохозяйства, на автозаправочные станции и сельские склады горючего.

Автоперевозки нефтегрузов осуществляются в таре (нефтепродукты – в бочках, канистрах, бидонах; сжиженные углеводородные газы – в баллонах), а также в автомобильных цистернах. Автомобильные цистерны классифицируют:

- по типу базового шасси: автомобили-цистерны, полуприцепы цистерны, прицепы-цистерны;
- по виду транспортируемого продукта: для топлив, для масел, для мазутов, для битумов, для сжиженных газов;
- по вместимости: малой (до 2 т); средней (2 – 5 т); большой (5 – 15 т); особо большой (более 15 т).

Достоинствами автомобильного транспорта нефтегрузов являются:

- 1) большая маневренность;

- 2) быстрота доставки;
- 3) возможность завоза грузов в пункты, значительно удаленные от вод-ных путей или железной дороги;
- 4) всесезонность.

К его недостаткам относятся:

- 1) ограниченная вместимость цистерн;
- 2) относительно высокая стоимость перевозок;
- 3) наличие порожних обратных пробегов автоцистерн;
- 4) значительный расход топлива на собственные нужды.

Трубопроводный транспорт

В зависимости от вида транспортируемого продукта различают следующие типы узкоспециализированных трубопроводных систем: нефтепроводы, нефтепродуктопроводы, газопроводы и трубопроводы для транспортирования нетрадиционных грузов. Независимо от того, что транспортируется по трубам, все узкоспециализированные системы состоят из одних и тех же элементов:

- подводящих трубопроводов;
- головной и промежуточных перекачивающих станций;
- линейных сооружений;
- конечного пункта.

Основными достоинствами трубопроводного транспорта являются:

- 1) возможность прокладки трубопровода в любом направлении и на любое расстояние – это кратчайший путь между начальным и конечным пунктами;
- 2) бесперебойность работы и соответственно гарантированное снабжение потребителей, независимо от погоды, времени года и суток;
- 3) наибольшая степень автоматизации;
- 4) высокая надежность и простота в эксплуатации;
- 5) разгрузка традиционных видов транспорта.

К недостаткам трубопроводного транспорта относятся:

- 1) большие первоначальные затраты на сооружение магистрального трубопровода, что делает целесообразным применение трубопроводов только при больших, стабильных грузопотоках;
- 2) определенные ограничения на количество сортов (типов, марок) энергоносителей, транспортируемых по одному трубопроводу;
- 3) «жесткость» трассы трубопровода, вследствие чего для организации снабжения энергоносителями новых потребителей нужны дополнительные капиталовложения.

4.1 Трубопроводный транспорт нефти

Современное состояние системы нефтепроводного транспорта России сложилось, с одной стороны, в ходе ее постепенного развития на протяжении последних 50 лет, а с другой, в результате разделения единой системы нефтеснабжения на национальные подсистемы при распаде СССР.

Первоначальный, достаточно длительный период, когда нефтепереработка была сосредоточена в районах добычи нефти, закончился в начале 60-х годов. Его итогами были, как правило, локальные сети нефтеснабжения Волго-Уральского региона, сформированные нефте-проводами диаметром до 500 мм и небольшой протяженности, а так же первый экспортный нефтепровод «Дружба-1».

С момента открытия и начала разработки нефтяных месторождений Западной Сибири основной концепцией стало размещение нефтепереработки в местах массового потребления нефтепродуктов, отдаленных от мест добычи на тысячи километров. Такая стратегия потребовала сооружения сверхдальних нефтепроводов диаметрами 1020 – 1220 мм, которые в основном определяют нынешний облик нефтепроводного транспорта России и стран СНГ. После распада СССР в остальных странах оказались локальные

В настоящее время «Транснефть» эксплуатирует порядка 48,7 тыс. км магистральных нефтепроводов диаметром от 400 до 1220 мм, 339 нефтеперекачивающих станций, 856 резервуаров общей емкостью 13,5 млн. м³. Магистральные трубопроводы диаметром 800 – 1220 мм составляют более половины протяженности трубопроводов системы и обеспечивают транспорт 93 % добываемой в России нефти. Средний диаметр нефтепроводов АК «Транснефть» составляет свыше 800 мм; средняя дальность перекачки равна 2300 км; 20 % действующих нефтепроводов базируется на месторождениях нефти в Западной Сибири.

Действующие нефтепроводы имеют достаточно солидный «возраст»: до 20 лет эксплуатируются 45,7 % из них, от 20 до 30 лет – 29 %, свыше 30 лет – 25,3 %. В связи с этим актуальными являются вопросы их обслуживания и ремонта. Практически весь комплекс профилактических и ремонтно-восстановительных работ на всех объектах магистральных нефтепроводов компания выполняет собственными силами и средствами. В состав нефтепроводных предприятий входят 190 аварийно-восстановительных пунктов, 71 ремонтно-восстановительная колонна для выполнения капитального ремонта линейной части, 9 центральных (региональных) баз производственного обслуживания и ремонта и 38 баз производственного обслуживания. С мая 1991 г. функционирует Центр технической диагностики магистральных нефтепроводов.

4.2 Физические свойства нефти

Плотность нефти при 20 °С колеблется в пределах от 760 до 940 кг/м³

С увеличением температуры она уменьшается по закону прямой. От правильного определения плотности нефти в резервуарах зависит точность ее учета, и в конечном счете – прибыль предприятия.

Вязкость – один из важнейших параметров нефти. От нее зависит выбор технологии перекачки, энергозатраты на транспортировку нефти и др. Вязкость нефти России при 20 °С в 1,3 – 310,3 раз превышает вязкость воды. Величина вязкости предопределяет способ транспортировки нефти по трубопроводам. Маловязкие нефти перекачивают при температуре окружающей среды без предварительной обработки, а высоковязкие нефти перекачивают одним из следующих способов: в смеси с маловязкими разбавителями, после предварительной механической или термической обработки, с предварительным подогревом и др. Температура застывания имеет существенное значение для транспортирования нефти, так как по мере приближения к ней фактической температуры жидкости затрудняется или становится невозможным ее перемещение. Переход нефти из одного агрегатного состояния в другое совершается не при одной постоянной температуре, а в некотором интервале их значений. Поэтому температура застывания является условной величиной. Она зависит главным образом от химического состава нефти и от содержания в ней парафина и смол.

Температурой застывания нефти принято считать температуру, 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 до минус 25 °С и поэтому ее можно транспортировать при температуре окружающей среды.

С увеличением содержания парафина температура застывания увеличивается. Для нефти полуострова Мангышлак она достигает до + 30 °С. Ее 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 ними не будет полностью насыщено углеводородами. Скорость испарения нефти и нефтепродуктов зависит, в основном, от содержания в них легких фракций (пропан, бутаны) и от температуры.

Пожаровзрывоопасность нефти и нефтепродуктов характеризуется способностью смесей их паров с воздухом воспламеняться и взрываться.

Пожароопасность нефти и нефтепродуктов определяется величинами температур вспышки, воспламенения и самовоспламенения.

Под *температурой вспышки* паров понимают температуру, при которой пары жидкости, нагретой при определенных условиях, образуют с воздухом смесь, вспыхивающую при поднесении к ней открытого пламени. Углеводородные жидкости с температурой вспышки $61\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже относятся к легковоспламеняющимся, выше $61\text{ }^{\circ}\text{C}$ – к горючим.

Под *температурой воспламенения* понимают температуру, при которой жидкость при поднесении открытого пламени горит. Обычно температура воспламенения на $10 - 50\text{ }^{\circ}\text{C}$ выше температуры вспышки.

Под *температурой самовоспламенения* понимают температуру нагрева жидкости, при которой ее пары воспламеняются без поднесения открытого огня. В зависимости от температуры воспламенения установлено пять групп пожароопасных смесей: $T_1 > 450\text{ }^{\circ}\text{C}$; $T_2 = 300 - 450\text{ }^{\circ}\text{C}$; $T_3 = 200 - 300\text{ }^{\circ}\text{C}$; $T_4 = 135 - 200\text{ }^{\circ}\text{C}$; $T_5 = 100 - 135\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Взрывоопасность нефти и нефтепродуктов характеризуется величинами нижнего и верхнего пределов взрываемости.

Нижний предел взрываемости – это концентрация паров жидкости в воздухе, ниже которой не происходит вспышки смеси из-за избытка воздуха и недостатка паров при внесении в эту смесь горящего предмета. *Верхний предел взрываемости* соответствует такой концентрации паров нефти и нефтепродуктов в воздухе, выше которой смесь не взрывается, а горит. Значения концентрации паров между нижним и верхним пределами взрываемости называют интервалом взрываемости. Для нефти и нефтепродуктов интервал взрываемости составляет от 2 до 10 %.

Электризация углеводородных жидкостей обусловлена их высоким электрическим сопротивлением, т. е. диэлектрическими свойствами. При трении их частиц между собой, о стенки трубопроводов и емкостей, а также о воздух возникают заряды статического электричества величиной до нескольких десятков киловольт. Для воспламенения же достаточно разряда с энергией $4 - 8\text{ кВт}$. От разрядов статического электричества применяют, в основном, два метода защиты: заземление токопроводящих элементов оборудования и ограничение скоростей перекачки (не более 10 м/с).

Токсичность нефти и нефтепродуктов заключается в том, что их пары оказывают отравляющее действие на организм человека. При этом наблюдается повышенная заболеваемость органов дыхания, функциональные изменения со стороны нервной системы, изменение кровяного давления и замедление пульса.

4.3. Классификация нефтепроводов

Нефтепроводом называется трубопровод, предназначенный для перекачки нефти. По назначению нефтепроводы делятся на три группы: внутренние, местные и магистральные.

Внутренние нефтепроводы находятся внутри чего-либо: промыслов (внутрипромысловые), нефтебаз (внутрибазовые), нефтеперерабатывающих заводов (внутризаводские). Протяженность их невелика.

Местные нефтепроводы соединяют различные элементы транспортной цепочки: нефтепромысел и головную станцию магистрального нефтепровода, нефтепромысел и пункт налива железнодорожных цистерн, либо судов. Протяженность местных нефтепроводов больше, чем внутренних, и достигает нескольких десятков и даже сотен километров.

К *магистральным нефтепроводам (МНП)* относятся трубопроводы протяженностью свыше 50 км и диаметром от 219 до 1220 мм включительно, предназначенные для транспортировки товарной нефти из районов добычи до мест потребления или перевалки на другой вид транспорта.

ЛЕКЦИЯ 5. ОСНОВНЫЕ ОБЪЕКТЫ И СООРУЖЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Магистральный нефтепровод, в общем случае, состоит из следующих комплексов сооружений (рис. 5.1):

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

Подводящие трубопроводы связывают источники нефти с головными сооружениями МНП.

Головная НПС предназначена для приема нефти с промыслов, смешения или разделения ее по сортам, учета нефти и ее закачки из резервуаров в трубопровод. Головная НПС располагается вблизи нефтепромыслов.

Промежуточные НПС служат для восполнения энергии, затраченной потоком на преодоление сил трения, с целью обеспечения дальнейшей перекачки нефти. Промежуточные НПС размещают по трассе трубопровода согласно гидравлическому расчету (через каждые 50 – 200 км).

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

На магистральных нефтепроводах большой протяженности организуются эксплуатационные участки длиной от 400 до 600 км. Граница между эксплуатационными участками обязательно проходит через промежуточные НПС.

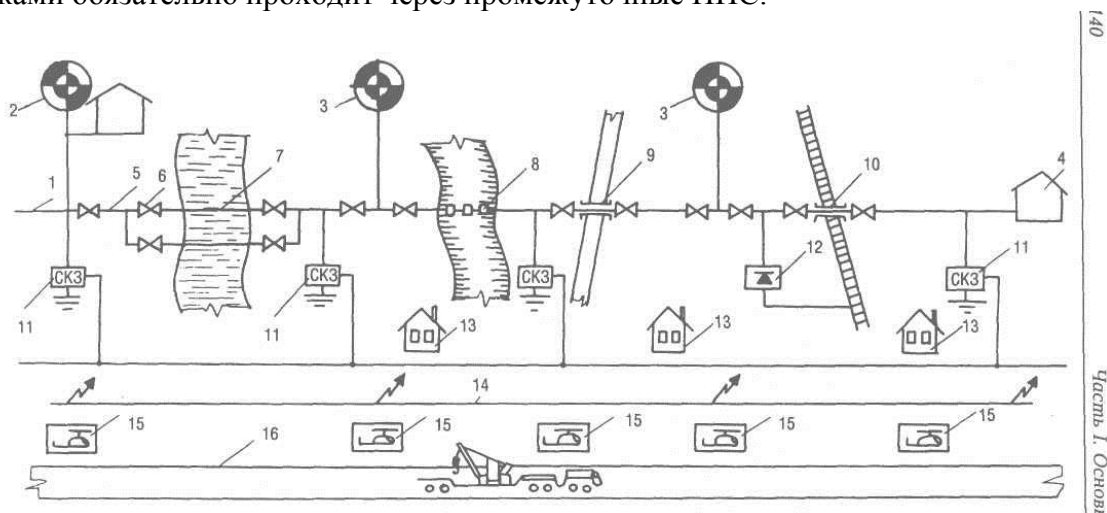


Рисунок 5.1 – Состав сооружений магистрального нефтепровода: 1 – подводящий трубопровод; 2 – головная нефтеперекачивающая станция; 3 – промежуточная нефтеперекачивающая станция; 4 – конечный пункт; 5 – линейная часть; 6 – линейная задвижка; 7 – дюкер; 8 – надземный переход; 9 – переход под автодорогой; 10 – переход под железной дорогой; 11 – станция катодной защиты; 12 – дренажная установка; 13 – дом обходчика; 14 – линия связи; 15 – вертолетная площадка; 16 – вдоль трассовая дорога.

Промежуточная НПС, находящаяся в начале эксплуатационного участка, является для него головной НПС, а промежуточная НПС, находящаяся в конце эксплуатационного участка – конечным пунктом для него. Состав сооружений промежуточных НПС, расположенных на концах эксплуатационного участка, отличается от обычных наличием резервуарных парков. Таким образом, магистральный нефтепровод большой протяженности состоит как бы из нескольких последовательно соединенных нефтепроводов протяженностью не более 600 км каждый.

К линейным сооружениям магистрального нефтепровода относятся:

1) собственно трубопровод (или линейная часть); 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, прокладываемые вдоль трассы трубопровода.

2) *Трубы магистральных нефтепроводов* (а также нефтепродуктопроводов и газопроводов) изготавливают из стали, так как это экономичный, прочный, хорошо сваривающийся и надежный материал.

По способу изготовления трубы для магистральных нефтепроводов подразделяются на бесшовные, сварные с продольным швом и сварные со спиральным швом. Бесшовные трубы применяют для трубопроводов диаметром до 529 мм, а сварные – при диаметрах 219 мм и выше.

Наружный диаметр и толщина стенки труб стандартизированы. В связи с большим разнообразием климатических условий при строительстве и эксплуатации трубопроводов трубы подразделяют на две группы: в обычном и в северном исполнении. Трубы в обычном исполнении применяют для трубопроводов, прокладываемых в средней полосе и в южных районах страны (температура эксплуатации 0 °С и выше, температура строительства – 40 °С и выше). Трубы в северном исполнении применяются при строительстве трубопроводов в северных районах страны (температура эксплуатации минус 20 – 40 °С, температура строительства минус 60 °С).

В соответствии с принятым исполнением труб выбирается марка стали.

Трубы для магистральных нефтепроводов изготавливают из углеродистых и низколегированных сталей.

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 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.

Задвижками называются запорные устройства, в которых проходное сечение перекрывается поступательным перемещением затвора в направлении, перпендикулярном направлению движения нефти. Конструктивно задвижка представляет собой цельный литой или сварной корпус, снабженный двумя патрубками для присоединения к трубопроводу (с помощью фланцев или сварки) и шпиндель, соединенный с запорным элементом и управляемый с помощью маховика или специального привода. Место выхода шпинделя из корпуса герметизируется с помощью сальникового уплотнения. По конструкции уплотнительного затвора задвижки делятся на клиновые и параллельные. На магистральных нефтепроводах задвижки оснащают электроприводом.

Регуляторы давления – это устройства, служащие для автоматического поддержания давления на требуемом уровне. В соответствии с тем, где поддерживается давление – до или после регулятора, – различают регуляторы типа «до себя» и «после себя».

Предохранительными клапанами называются 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 называется устройство для предотвращения обратного

движения среды в трубопроводе. При перекачке нефти применяют клапаны обратные поворотные – с затвором, вращающимся относительно горизонтальной оси. Арматура магистральных нефтепроводов рассчитана на рабочее давление 6,4 МПа.

Средства защиты трубопроводов от коррозии.

Трубопровод, уложенный в грунт, подвергается почвенной коррозии, а проходящий над землей – атмосферной. Оба вида коррозии протекают по электрохимическому механизму, т. е. с образованием на поверхности трубы анодных и катодных зон. Между ними протекает электрический ток, в результате чего в анодных зонах металл труб разрушается.

Для защиты трубопроводов от коррозии применяются пассивные и активные средства и методы. В качестве *пассивного средства* используются изоляционные покрытия, к активным методам относится электрохимическая защита.

После ввода трубопровода в эксплуатацию производится регулировка параметров работы системы их защиты от коррозии. При необходимости с учетом фактического положения дел могут вводиться в эксплуатацию дополнительные станции катодной и дренажной защиты, а также протекторные установки.

Насосно-силовое оборудование.

Насосами называются гидравлические машины, которые служат для перекачки жидкостей. При трубопроводном транспорте нефти используются в основном центробежные насосы. Конструктивно (рис. 4.2) они представляют собой улиткообразный корпус (элементами которого являются спиральная камера (3), всасывающий (2) и нагнетательный (4) патрубки), внутри которого вращается закрепленное на валу рабочее колесо (8). Последнее состоит из двух дисков, между которыми находятся лопатки, загнутые в сторону, обратную направлению вращения.

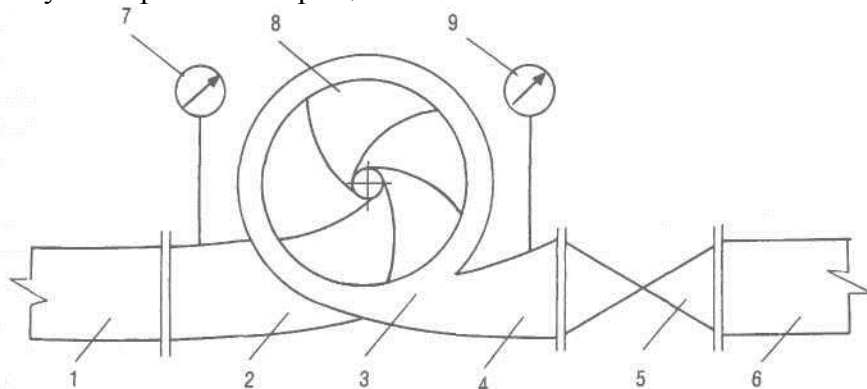


Рисунок 5.2 – Принципиальная схема насосной установки на базе центробежного насоса: 1 – всасывающий трубопровод; 2 – всасывающий патрубок насоса; 3 – спиральная камера; 4 – нагнетательный патрубок; 5 – напорная задвижка; 6 – напорный трубопровод; 7 – мановакуумметр; 8 – рабочее колесо; 9 – манометр

Принцип работы центробежных насосов следующий. Из всасывающего трубопровода через всасывающий патрубок жидкость поступает на быстровращающиеся лопатки рабочего колеса (8), где под действием центробежных сил отбрасывается к периферии насоса. Таким образом, 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 уменьшения скорости увеличивается давление жидкости. Далее через напорную задвижку (5) жидкость поступает в напорный трубопровод (6). Для контроля за работой насоса измеряют давление в его всасывающем и нагнетательном патрубках с помощью мановакуумметра (7) и манометра (9).

Для успешного ведения перекачки на входе в центробежные насосы должен поддерживаться определенный подпор. Его величина не должна быть меньше некоторого значения, называемого допустимым кавитационным запасом.

По величине развиваемого напора центробежные насосы магистральных нефтепроводов 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 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 – это диаметр всасывающего патрубка, выраженный в дюймах. Применяются также насосы марки НПВ (Н – насос; П – подпорный; В – вертикальный). Это одноступенчатые насосы, располагаемые ниже поверхности земли в металлическом или бетонном колодце («стакане»).

В качестве привода насосов используются 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 газонепроницаемой стеной. Взрывозащищенное исполнение электродвигателей, применяемых в общих залах нефтенасосных, достигается продувкой корпуса электродвигателя воздухом под избыточным давлением.

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

При обычном исполнении электродвигателей их устанавливают в отдельном зале, герметично изолированном от насосного зала специальной стеной. В этом случае место прохождения через разделительную стену вала, соединяющего насос и электродвигатель, имеет конструкцию, препятствующую проникновению через него паров нефти.

5.1 Резервуары и резервуарные парки

Служат:

- для компенсации неравномерности приема-отпуска нефти на границах участков транспортной цепи;
- для учета нефти;
- для достижения требуемого качества нефти (отстаивание от воды и мехпримесей, смешение и др.). В соответствии с этим резервуарные парки размещаются:
 - 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 НПЗ, либо резервуары крупной перевалочной нефтебазы или пункта налива.

5.2 Системы перекачки нефти

В зависимости от того, как организовано прохождение нефти через нефтеперекачивающие станции, различают следующие системы перекачки (рис. 5.3):

- постанционная;

- через резервуар станции;
- с подключенными резервуарами;
- из насоса в насос.

При постанционной системе перекачки нефть принимается поочередно в один из резервуаров станции, а ее подача на следующую станцию осуществляется из другого резервуара. Это позволяет организовать учет перекачиваемой нефти на каждом перегоне между станциями и благодаря этому своевременно выявлять и устранять возникающие утечки. Однако при этой системе перекачки значительны потери от испарения.

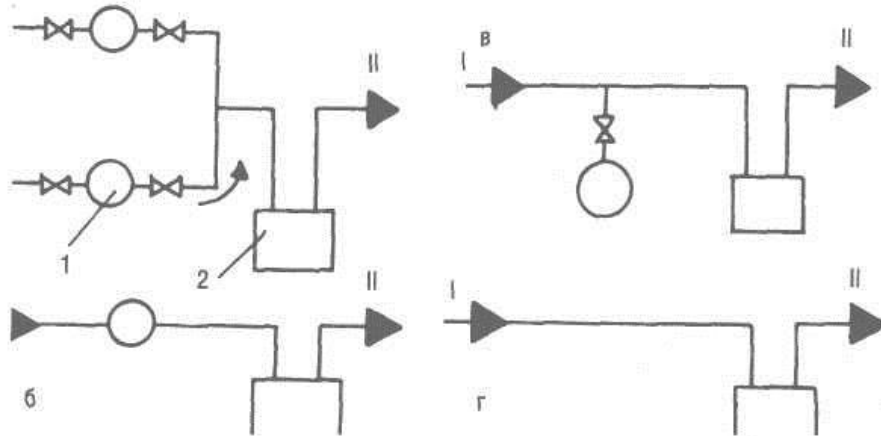


Рисунок 5.3. – Системы перекачки: а) постанционная; б) через резервуары; в) с подключенными резервуарами; г) из насоса в насос; I – предыдущая НПС; II – последующая НПС; 1 – резервуар; 2 – насосная станция

Система перекачки «*через резервуар станции*» исключает учет нефти по перегонам. Зато потери нефти от испарения меньше, чем при постанционной системе перекачки. Но все равно из-за усиленного перемешивания нефти в резервуаре ее потери от испарения очень велики.

Более совершенна система перекачки «*с подключенными резервуарами*». Резервуары здесь, как и в предыдущих системах, обеспечивают возможность перекачки на смежных перегонах с разными расходами. Но в данном случае основная масса нефти проходит, минуя резервуары, и поэтому потери от испарения меньше.

Наиболее предпочтительна с точки зрения сокращения потерь нефти система перекачки «*из насоса в насос*». В этом случае резервуары промежуточных станций задвижками отключаются от магистрали и используются только для приема нефти во время аварии или ремонта. Однако при этой системе перекачки все станции должны вести перекачку с одинаковыми расходами. Это не страшно при нормальной работе всех станций. Однако выход из строя одной из станций (например, из-за нарушения электроснабжения) на трубопроводах большой протяженности вынуждает останавливать и часть других, что отрицательно сказывается на работе трубопровода и насосно-силового оборудования. Именно поэтому нефтепроводы большой протяженности, работающие по системе «из насоса в насос», делят на эксплуатационные участки, разделенные резервуарными парками.

В настоящее время система перекачки «через резервуар станции» не применяется. Постанционная система перекачки используется на коротких нефтепроводах, имеющих только одну головную нефтеперекачивающую станцию. На протяженных нефтепроводах одновременно применяются сразу несколько систем перекачки.

На рис. 5.4 показана схема прохождения нефти по эксплуатационному участку современного нефтепровода. Из нее видно, что 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, а на станции,

расположенной в конце эксплуатационного участка, – система перекачки «с подключенными резервуарами».

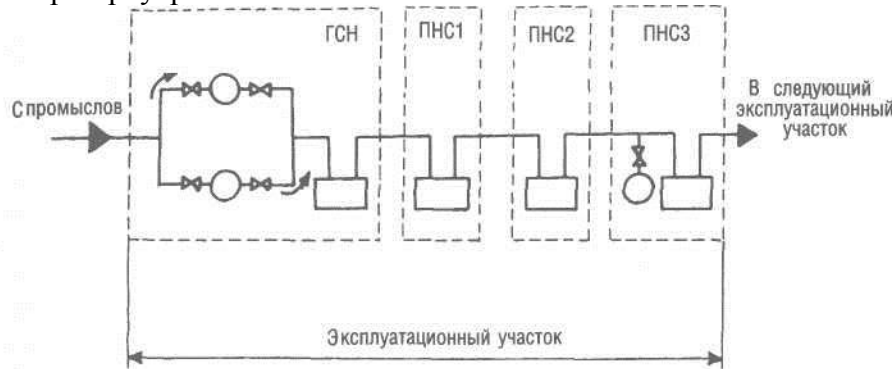


Рисунок 5.4 – Схема прохождения нефти по эксплуатационному участку современного нефтепровода: ГНС – головная нефтеперекачивающая станция; ПНС – промежуточная нефтеперекачивающая станция

5.3 Перекачка высоковязких и высокозастывающих нефтей

В настоящее время добываются значительные объемы нефти, обладающей высокой вязкостью при обычных температурах или содержащей большое количество парафина и вследствие этого застывающей при высоких температурах. Перекачка такой нефти по трубопроводам обычным способом затруднена. Поэтому для ее транспортировки применяют специальные методы:

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

Перекачка высоковязкой и высокозастывающей нефти с разбавителями является одним из эффективных и доступных способов улучшения реологических свойств высоковязких и высокозастывающих нефтей. В качестве углеводородных разбавителей используют газовый конденсат и маловязкие нефти.

Использование разбавителей позволяет довольно существенно снизить вязкость и температуру застывания нефти. Это связано с тем, что, во-первых, понижается концентрация парафина в смеси, так как часть его растворяется легкими фракциями разбавителя. Во-вторых, при наличии в разбавителе асфальто-смолистых веществ последние, адсорбируясь на поверхности кристаллов парафина, препятствуют образованию прочной структурной решетки.

В общем случае выбор типа разбавителя производится с учетом эффективности его воздействия на свойства высоковязкой и высокозастывающей нефти, затрат на получение разбавителя, его доставку на головные сооружения нефтепровода и на смешение.

Гидротранспорт высоковязкой и высокозастывающей нефти может осуществляться несколькими способами:

- перекачка нефти внутри водяного кольца. Однако широкого распространения данный способ транспорта не получил из-за сложности изготовления винтовых нарезок на внутренней поверхности труб. Кроме того, в результате отложения парафина нарезка засоряется и водяное кольцо у стенки не формируется, что резко ухудшает параметры перекачки; перекачка водонефтяной смеси в виде эмульсии типа «нефть в воде». Сущность этого способа состоит в том, что высоковязкая нефть и вода смешиваются перед перекачкой в такой пропорции, чтобы образовалась эмульсия типа «нефть в воде». В этом случае капли нефти окружены водяной пленкой и поэтому контакта нефти со стенкой трубы не происходит. Для стабилизации эмульсий и придания стенкам

трубопровода гидрофильных свойств, т. е. способности удерживать на своей поверхности воду, в них добавляют поверхностно-активные вещества (ПАВ). Устойчивость эмульсии типа «нефть в воде» зависит от типа и концентрации ПАВ, температуры, режима течения потока, соотношения воды и нефти в смеси. Недостатком данного 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 имеет вязкость даже большую, чем вязкость исходной нефти. Кроме того, при прохождении эмульсии через насосы она очень интенсивно перемешивается и впоследствии ее сложно разделить на нефть и воду;

- *послойная перекачка нефти и воды.* В этом случае вода, как более тяжелая жидкость, занимает положение у нижней образующей трубы, а нефть – у верхней. Поверхность раздела фаз в зависимости от скорости перекачки может быть как плоской, так и криволинейной. Уменьшение гидравлического сопротивления трубопровода в этом случае происходит в связи с тем, что часть нефти контактирует не с неподвижной стенкой, а с движущейся водой. Данный способ перекачки также не может быть применен на трубопроводах с промежуточными насосными станциями, так как это привело бы к образованию стойких водонефтяных эмульсий.

Перекачка термообработанной нефти, как и перекачка с разбавителями, осуществляется при температуре окружающей среды. Такой способ транспортировки возможен потому, что перед закачкой в трубопровод нефть подвергается *термообработке* – тепловой обработке, предусматривающей ее нагрев до температуры, превышающей температуру плавления парафинов, и последующее охлаждение с заданной скоростью, для улучшения реологических параметров. Эффективность термообработки зависит от температуры подогрева, скорости охлаждения и состояния нефти (статика или динамика) в процессе охлаждения. Оптимальная температура подогрева при термообработке находится экспериментально, наилучшие условия охлаждения – в статике.

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 в настоящее время является их *перекачка с подогревом* («горячая перекачка»).

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

По мере движения в магистральном трубопроводе нефть за счет теплообмена с окружающей средой остывает. Поэтому по трассе трубопровода через каждые 25 – 100 км устанавливают пункты подогрева. Промежуточные насосные станции размещают в соответствии с гидравлическим расчетом, но обязательно совмещают с пунктами подогрева, чтобы облегчить их эксплуатацию. В конце концов нефть закачивается в резервуары конечного пункта, также оборудованные системой подогрева.

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

ЛЕКЦИЯ 6. НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ СТАНЦИИ

6.1. Основное технологическое оборудование и сооружения НПС

Основные типы нефтеперекачивающих станций

Нефтеперекачивающие станции предназначены для транспортирования нефти от месторождений до потребителя. НПС магистральных нефтепроводов разделяются на головные и промежуточные.

Головные НПС предназначены для приема нефти с установок по ее подготовке, замера и перекачки ее из резервуаров в магистральный трубопровод.

Принципиальная технологическая схема головной НПС приведена (рис. 6.1).

Она включает в себя подпорную насосную (1), площадку фильтров и счетчиков (2), магистральную насосную (3), площадку регуляторов давления (4), площадку пуска скребков (5) и резервуарный парк (6) насосные.

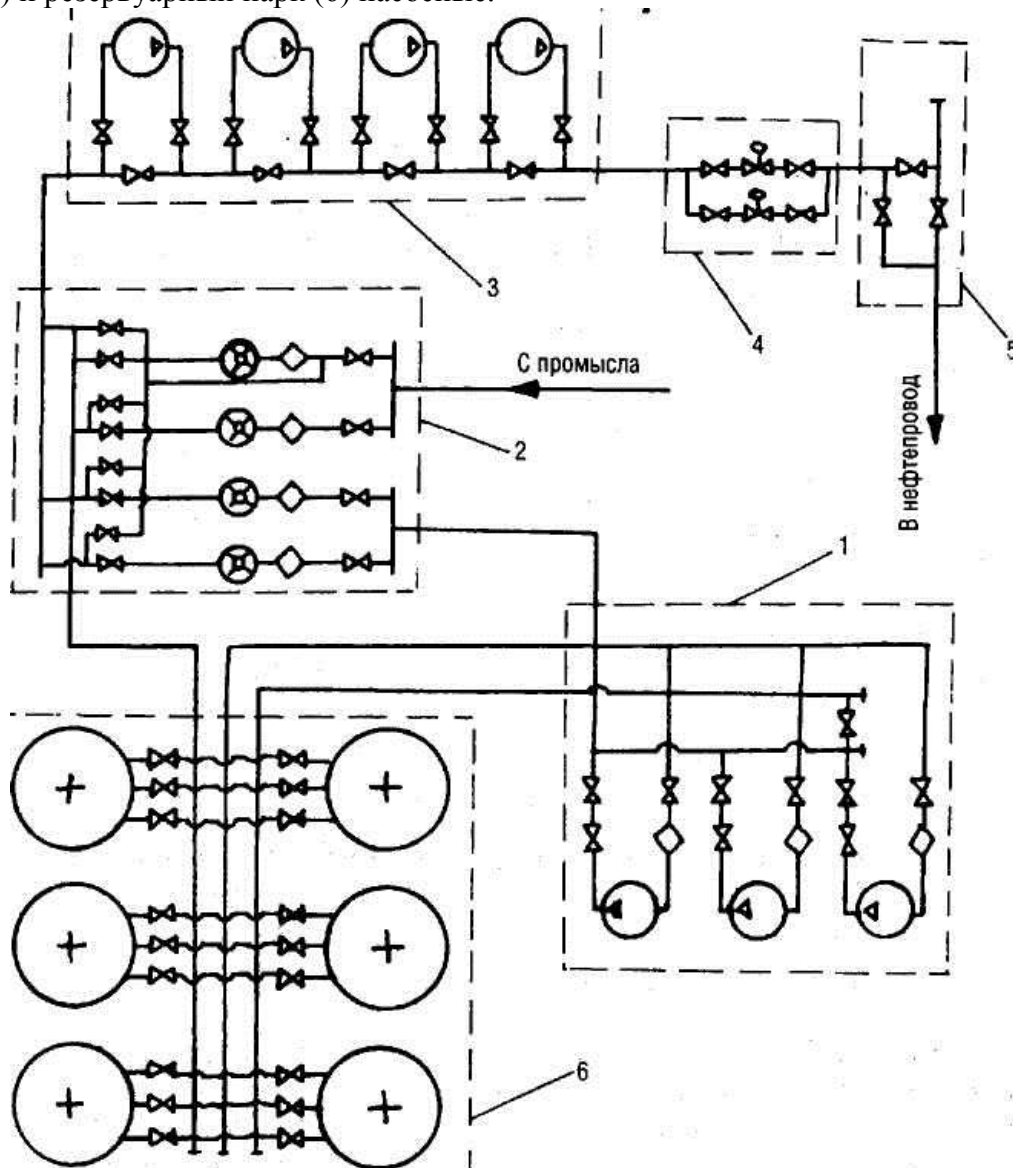


Рисунок 6.1 – Технологическая схема головной нефтеперекачивающей станции: 1 – подпорная насосная; 2 – площадка фильтров и счетчиков; 3 – основная насосная; 4 – площадка регуляторов; 5 – площадка пуска скребков; 6 – резервуарный парк.

Нефть с промысла направляется на площадку (2), где сначала очищается в фильтрах-грязеуловителях от посторонних предметов, а затем проходит через турбинные расходомеры, служащие для оперативного контроля за ее количеством.

Далее она направляется в резервуарный парк (6), где производится ее отстаивание от воды и мехпримесей, а также осуществляется коммерческий учет. Для закачки нефти в

трубопровод используются подпорная (1) и магистральная (3) насосные.

По пути нефть проходит через площадку фильтров и счетчиков (2) с целью оперативного учета, а также площадку регуляторов давления (4) с целью установления в магистральном нефтепроводе требуемого расхода. Площадка (5) служит для запуска в нефтепровод очистных устройств скребков.

Промежуточные НПС предназначены для повышения давления перекачиваемой нефти в магистральном трубопроводе. Промежуточные НПС размещают по трассе нефтепровода в соответствии с гидравлическим расчетом через 50 – 200 км.

Технологическая схема промежуточной НПС приведена на рис. 6.2.

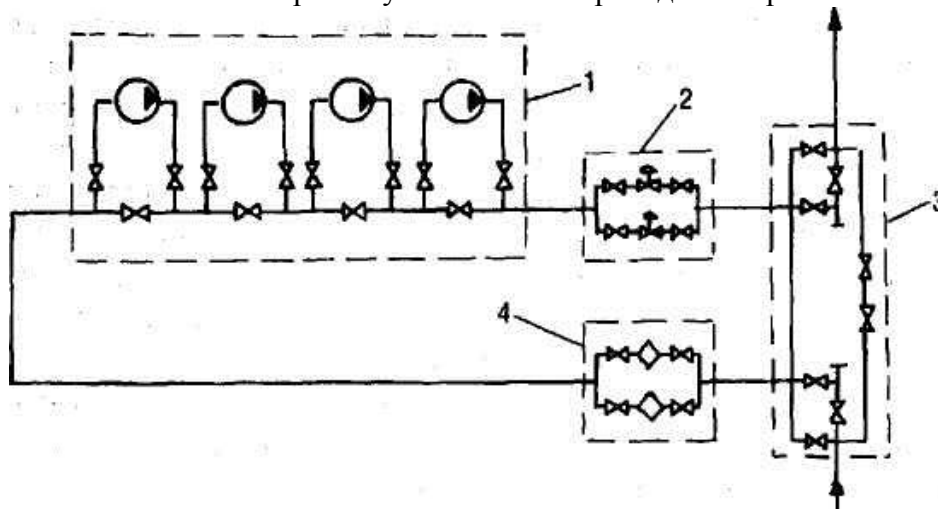


Рисунок 6.2 – Технологическая схема промежуточной перекачивающей станции: 1 – основная насосная; 2 – помещение с регулирующими клапанами; 3 – устройство приема и пуска скребка; 4 – площадка с фильтрами-грязеуловителями.

Для обеспечения достаточно надежного уровня синхронной работы смежных НПС магистральные трубопроводы разбивают на эксплуатационные участки, среднюю длину которых принимают в пределах 400 – 500 км. Расстояния между НПС определяются гидравлическим расчетом в зависимости от рабочего давления и пропускной способности нефтепровода при соблюдении нормативных разрывов от границ НПС до зданий и сооружений населенных пунктов, вахтенных поселков и промышленных предприятий.

6.2 Основные технологические процессы на НПС

Технологической схемой НПС предусматриваются следующие технологические процессы:

- перекачка нефти по схеме «из насоса в насос»;
- автоматический переход на перекачку нефти по магистральному нефтепроводу мимо станции в случае ее остановки;
- обратная перекачка нефти по магистральному нефтепроводу;
- прием и пуск средств диагностики без остановки станции;
- сброс нефти от ударной волны в резервуар-сборник нефти;
- сбор утечек от насосов, опорожнение самоотком фильтров-грязеуловителей и приемных трубопроводов блока системы сглаживания волн в резервуар-сборник нефти;
- откачка нефти из резервуара-сборника вертикальным насосным агрегатом в приемный трубопровод основных насосов;
- опорожнение наземных участков трубопроводов нефтеперекачивающей станции от нефти при ремонтных работах;
- при достижении аварийного уровня нефти в резервуарах-сборниках нефти предусматривается отключение насосных агрегатов, а затем отключение от магистрального трубопровода;
- размыв парафина в резервуаре-сборнике нефтью при помощи вертикального насосного агрегата;

- оперативный учет нефти, поступающей на НПС, а также контроль крупных утечек с помощью ультразвукового счетчика.

6.3 Состав объектов и сооружений НПС

В состав НПС входят следующие основные и вспомогательные установки и сооружения:

- магистральная насосная;
- маслохозяйство;
- сборник нефти сброса ударной волны утечек и дренажа;
- емкость для аварийного сбора нефти;
- насосы погружные высоконапорные;
- регуляторы давления;
- система сбора и утилизации нефтеутечек;
- система тепло- и электроснабжения;
- система контроля и управления;

Территория НПС разделена на две зоны: производственную и служебно-производственного комплекса.

К производственной зоне НПС, расположенной со стороны магистрального нефтепровода, относятся здания и сооружения технологического назначения:

- узел подключения;
- магистральная насосная;
- регуляторы давления;
- емкость для сбора утечек нефти и дренажа с погружными насосами;
- сборник нефти сброса от системы сглаживания волн давления и дренажа;
- маслохозяйство;
- фильтры-грязеуловители;
- производственно-эксплуатационный блок – ПЭБ (КТП – комплектная трансформаторная подстанция, ЩСУ – щит станции управления, операторная);
- компрессорная сжатого воздуха;
- резервная электростанция, установка пожаротушения.

К зоне служебно-производственного комплекса, расположенной со стороны подъездной автодороги, относятся объекты инженерного обеспечения:

- узел связи;
- котельная;
- блоки водоснабжения и канализации;
- очистные сооружения;
- служебно-вспомогательный и ремонтный блоки;
- стоянки механизмов;
- складские сооружения;
- трансформаторные подстанции для зданий и сооружений второй зоны (зона служебно-производственного комплекса);
- установки пожаротушения.

На НПС предусмотрены следующие технологические сооружения:

- магистральная насосная с насосами и электродвигателями. Число насосов с электродвигателями определяется расчетом в зависимости от производительности будущей насосной станции;
- узел регуляторов давления с регулирующими заслонками. Число заслонок зависит от производительности НПС. Параметры заслонок позволяют производить регулирование давления при отключении одной из заслонок;
- фильтры-грязеуловители (рабочие и резервный) с патрубками;
- блок системы гашения ударной волны с устройствами сглаживания волн давления;

- резервуар-сборник нефти системы сглаживания волн давления и дренажа, предназначенный для сброса нефти из системы защиты нефтепровода от повышения давления;

- блок с вертикальными погружными насосами с электродвигателями.

Насосные агрегаты и сопутствующее оборудование

Магистральные насосные оснащаются насосными агрегатами

В качестве привода насосов используются электродвигатели синхронного и асинхронного типа. В зависимости от исполнения электродвигатели устанавливаются в общем зале с насосами или в помещении, отделенном от насосного зала стеной, не пропускающей паров нефти. Взрывозащищенное исполнение электродвигателей, устанавливаемых в общих залах насосных, достигается продувкой корпуса электродвигателя воздухом под избыточным давлением.

При обычном исполнении электродвигатели устанавливаются в отдельном зале, герметично изолированном от насосного зала специальной стеной. В этом случае место прохождения вала, соединяющего электродвигатель и насос, через разделительную стену имеет конструкцию, препятствующую проникновению через него паров нефти.

Магистральные насосные агрегаты устанавливаются в отапливаемом помещении. Технологическая обвязка насосных агрегатов предусматривается из условия обеспечения достаточной компенсационной способности с целью недопущения передачи дополнительных усилий от трубопроводной обвязки на патрубки магистральных насосов сверх допустимых.

Для технического обслуживания насосных агрегатов предусматривается мостовой ручной опорный кран грузоподъемностью 8 т.

Для обеспечения нормальной работы насосных агрегатов с электродвигателями предусматриваются вспомогательные системы:

- централизованная система смазки и охлаждения подшипников;
- система сбора утечек и дренажа.

Конструктивно насосы представляют собой улиткообразный корпус (элементами которого являются спиральная камера и два патрубка: всасывающий и нагнетательный). Внутри корпуса вращается закрепленное на валу рабочее колесо. Рабочее колесо состоит из двух дисков, между которыми находятся лопатки, загнутые в сторону, противоположную вращению колеса.

Для оптимального режима перекачки на входе в насосы должен поддерживаться определенный подпор. Его величина не должна быть меньше некоторой величины, называемой допустимым кавитационным запасом.

По величине развиваемого напора центробежные насосы магистральных нефтепроводов делятся на основные и подпорные. Назначение подпорных насосов – создание на входе в основной насос подпора, обеспечивающего устойчивую работу основного насоса. При подаче 2500 м³/ч и более применяются подпорные насосы серии НМП. При меньшей производительности используются насосы серии НД (насос с колесом двустороннего всасывания).

Маслосистема. Маслосистема предназначена для обеспечения централизованной смазки подшипников магистральных насосных агрегатов, охлаждения нагретого масла воздухом, очистки его от механических примесей и следов воды. Система работает по схеме с подключением аварийного бака на «проток» при статическом напоре и автоматическом контроле уровня масла в нем. Оборудование маслосистемы, кроме аппаратов воздушного охлаждения, располагается в помещении размером 3х12 м: насосы, маслобаки и сепаратор размещаются в приямке. Отметка приямки принимается, исходя из условия обеспечения самотечного слива масла от агрегатов в маслобаки. Аппараты воздушного охлаждения размещаются на открытом воздухе под навесом.

Рядом с помещением маслосистемы устанавливаются горизонтальные стальные резервуары емкостью 5 м³ для хранения масла. Число резервуаров определяется расчетом

из условий создания необходимого запаса масла для бесперебойной работы маслосистемы и ее опорожнения. Резервуары предназначены для хранения чистого масла, отработанного, слива масла из маслосистемы. Резервуары оснащаются измерительными приборами, вентиляционной арматурой и хлопушками.

Сборники нефти. Для приема нефти от системы сглаживания волн давления, утечек от торцовых уплотнений магистральных насосов, дренажа технологических трубопроводов, а также нефтесодержащих стоков устанавливаются стальные горизонтальные резервуары – сборники нефти емкостью 100 м³. Сборники нефти устанавливаются подземно и оснащаются запорной арматурой, огневыми предохранителями и сигнализаторами уровня.

Для сбора нефти при аварийном разливе в магистральной насосной устанавливается стальной горизонтальный резервуар емкостью 100 м³. Резервуар размещается подземно и оснащается запорной арматурой, огневым предохранителем и сигнализатором уровня.

Насосы погружные. Насосы погружные вертикальные предназначены для откачки нефти из сборника нефти сброса ударной волны, утечек и дренажа технологических трубопроводов, а также из резервуара аварийного сбора нефти и закачки во всасывающий трубопровод магистральных насосов. Необходимая высота всасывания насосов обеспечивается размещением их в подземных стаканах-приямках с запорной арматурой. Насосы должны работать в диапазоне 0 – 100 м³/ч, Н = 400 – 150 м без регулировки напора при исключении опасности перегрузки электродвигателя.

Регуляторы давления. Регуляторы давления предназначены для регулирования давления методом дросселирования (изменения давления путем пропуска потока газа через сужающее или расширяющее устройство) потока нефти в целях поддержания давления – минимального на приеме и максимального на выходе насосной станции в заданных пределах. В качестве исполнительных устройств принимаются регулирующие заслонки с электрическим приводом во взрывозащищенном исполнении. Регуляторы давления устанавливаются на открытой площадке.

Дизельная резервная электростанция

Дизельная резервная электростанция предназначена для обеспечения электроэнергией потребителей НПС в период аварийного отключения основного источника электроснабжения. Расчетная продолжительность отключения составляет не более 3 суток в год. В остальное время дизельная электростанция находится в резерве.

Дизельная электростанция размещается в блок-контейнере.

Для хранения дизельного топлива применяются стальные горизонтальные резервуары емкостью 10 м³ каждый. Емкость резервуаров принимается из расчета не менее 4 – 5 суточных запасов топлива. Резервуары устанавливаются наземно и оборудуются запорной, измерительной и дыхательной арматурой. На площадке с резервуарами размещается насос для подачи топлива в расходный бак дизельной электростанции.

ЛЕКЦИЯ 7. ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТЕПРОДУКТОВ

7.1. Развитие нефтепродуктопроводного транспорта

Эксплуатацию сети нефтепродуктопроводов России (рис. 7.1) осуществляет акционерная компания «Транснефтепродукт».

В состав компании входит 8 производственных предприятий, производящих перекачку нефтепродуктов: Мостранснефтепродукт (г. Москва), Петербургтранснефтепродукт (г. С.-Петербург), Рязаньтранснефтепродукт (г. Рязань), Северо-Кавказский Транснефтепродукт (г. Армавир), Сибтранснефтепродукт (г. Омск), Средне-Волжский Транснефтепродукт (г. Казань), Уралтранснефтепродукт (г. Уфа), Юго-Запад Транс-нефтепродукт (г. Самара), а также ряд специализированных предприятий, в том числе: институт «Нефтепродуктпроект» (г. Волгоград), предприятие «Подводспецтранснефтепродукт» и предприятие производственной связи «Телекомнефтепродукт», ООО «Спецтранснефтепродукт», ОАО «Торговый Дом Транснефтепродукт», ООО «Балттранснефтепродукт».

В настоящее время протяженность системы нефтепродуктопроводов АК «Транснефтепродукт» составляет 20,02 тыс. км, в том числе: магистральных нефтепродуктопроводов - 14,96 тыс. км, отводов - 5,06 тыс. км. К системе нефтепродуктопроводов подключены Омский, четыре Башкирских, три Самарских, Нижнекамский, Нижегородский, Рязанский, Московский, Киришский, Мозырский и Полоцкий НПЗ, 10 пунктов налива нефтепродуктов в железнодорожные цистерны, 55 пунктов налива на автомобильный транспорт, 267 нефтебаз, расположенных как на территории России, так и в странах ближнего зарубежья (Украина, Беларусь, Латвия, Казахстан), 95 штук перекачивающих насосных станций. Объем транспорта нефтепродуктов в 2003 г. составил 26,9 млн. т (увеличение на 5,1 % по сравнению с 2002 г. – 25,6 млн. т), в том числе на экспорт 17,6 млн. т (увеличение на 9,3 % по сравнению с 2002 г. – 16,1 млн. т).

Более 100 перекачивающих и наливных станций, оборудованных системами автоматики и телемеханики, резервуарными парками общей вместимостью 4,8 млн. м³, обеспечивают надежное перемещение нефтепродуктов по всей системе МНПП и доставку их практически во все регионы России, а также в страны ближнего и дальнего зарубежья.

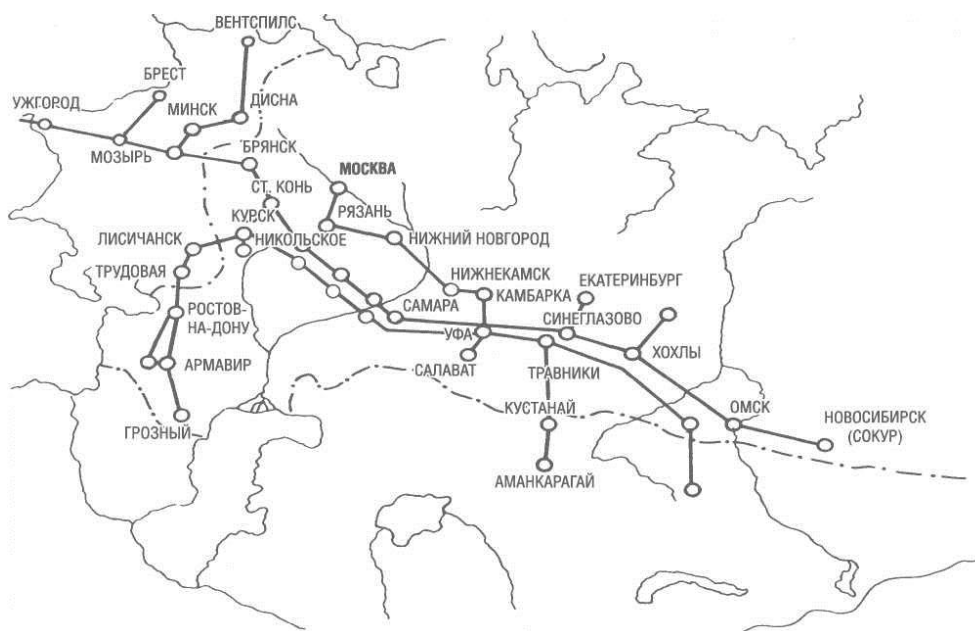


Рисунок 7.1 – Нефтепродуктопроводы России

7.2 Свойства нефтепродуктов, влияющие на технологию их транспорта

По нефтепродуктопроводам перекачивают следующие светлые нефтепродукты: автомобильные бензины, дизельные топлива, керосин, топливо для реактивных двигателей, топливо печное бытовое.

Плотность светлых нефтепродуктов при 20 °С находится в пределах от 725 до 860 кг/м³. С увеличением температуры она уменьшается.

Вязкость светлых нефтепродуктов при 20 °С в 8 раз может превосходить вязкость воды. Она уменьшается при увеличении температуры.

Испаряемость нефтепродуктов находится в прямо пропорциональной зависимости от давления насыщенных паров, под которым понимают давление, создаваемое парами нефтепродукта в газовой фазе, соответствующее моменту прекращения испарения. Наибольшей испаряемостью обладают бензины. В результате их потери от испарения в одинаковых условиях больше, чем нефти. Дизельные топлива, керосины, топливо печное бытовое относятся к малоиспаряющимся жидкостям. Это учитывают при выборе оборудования резервуаров. С целью уменьшения потерь нефтепродуктов резервуары с дизельным топливом, керосином, топливом печным бытовым достаточно оснастить дыхательной арматурой, а резервуары с бензином оборудовать понтонами или плавающими крышами.

7.3 Виды продуктопроводов

Нефтепродуктопроводом (НПП) называется трубопровод, предназначенный для перекачки нефтепродуктов.

Современные нефтепродуктопроводы представляют собой сложную разветвленную систему, которая в общем случае состоит из магистральной части, подводящих и распределительных трубопроводов, сложных и простых отводов, головной и промежуточных перекачивающих станций (ПС), наливных и конечных пунктов.

Подводящие трубопроводы соединяют нефтеперерабатывающие заводы с головной ПС разветвленного нефтепродуктопровода (РНПП).

Головная перекачивающая станция (ГПС) – это комплекс сооружений, оборудования и устройств в начальной точке разветвленного нефтепродуктопровода, обеспечивающих прием, накопление, учет и закачку нефтепродуктов в трубопровод.

Промежуточная перекачивающая станция (ППС) – это комплекс сооружений, оборудования и устройств, расположенных в промежуточной точке РНПП и обеспечивающий дальнейшую перекачку нефтепродуктов.

Наливные и конечные пункты являются пунктами сдачи нефтепродуктов. Различают пункты налива железнодорожных и автомобильных цистерн. Роль конечных пунктов выполняют нефтебазы.

Магистральная часть НПП – это часть разветвленного нефтепродуктопровода, имеющая ГПС, в резервуары которой нефтепродукты поступают, как правило, по подводящим трубопроводам непосредственно с НПЗ. Магистральная часть отличается тем, что: 1) имеет в начале резервуарный парк, рассчитанный на полную пропускную способность РНПП; 2) работает более продолжительное время, чем другие элементы линейной части РНПП; 3) к ней подключены распределительные трубопроводы и отводы.

Распределительные трубопроводы предназначены для поставки нефтепродуктов от магистрали к нефтебазам или наливным пунктам. В начале их предусматривается соответствующая резервуарная емкость и собственная головная перекачивающая станция. На распределительном трубопроводе большой протяженности может быть несколько перекачивающих станций.

Отводом называют часть разветвленного нефтепродуктопровода, предназначенную для подачи нефтепродуктов непосредственно потребителям. На отводе перекачивающая станция отсутствует, а в его начале резервуарная емкость не предусматривается. Для отвода характерны периодичность работы и относительно небольшая протяженность.

По количеству труб различают однотрубный и многотрубный отводы, а по конфигурации – сложный и простой отводы.

Однотрубный отвод – это отвод, состоящий из одного трубопровода. *Многотрубный отвод* включает в себя два и более параллельных трубопроводов.

Сложный отвод в отличие от простого имеет разветвленную структуру.

Состав сооружений линейной части нефтепродуктопроводов, их классификация по диаметру и категории отдельных участков такие же, как у нефтепроводов.

На перекачивающих станциях НПП также устанавливаются основные и подпорные центробежные насосы. Из основных насосов типа НМ на нефтепродуктопроводах наибольшее распространение получили насосы

НМ 360-460, НМ 500-300, НМ 1250-260. Кроме того, находятся в эксплуатации многоступенчатые насосы НПС 200-700, консольные насосы НК 560/300, а также насосы прошлых лет выпуска: 10Н8х4, 14Н12х2. Подпорные насосы представлены типами 8НДН, 12НД.Н, МНДН. В качестве привода насосов используются синхронные и асинхронные электродвигатели в обычном и взрывобезопасном исполнении.

7.4 Особенности трубопроводного транспорта нефтепродуктов

Первые нефтепродуктопроводы были узкоспециализированными, т. е. служили для перекачки какого-то одного нефтепродукта (керосинопровод, бензопровод и т. д.). Поскольку объемы перекачки каждого отдельного нефтепродукта были невелики, то и диаметры нефтепродуктопроводов были относительно малы.

С развитием трубопроводного транспорта стало ясно, что строить трубопроводы большего диаметра целесообразнее – в этом случае металлозатраты, капитальные вложения и эксплуатационные расходы, отнесенные к 1 т перекачиваемого нефтепродукта, меньше. Однако где взять соответствующее повышенному диаметру количество нефтепродукта? Выход был найден в организации перекачки по одному трубопроводу сразу нескольких жидкостей в виде следующих друг за другом партий.

Метод последовательной перекачки заключается в том, что различные по свойствам нефтепродукты отдельными партиями определенных объемов перекачиваются друг за другом по одному трубопроводу. Периодически повторяющаяся очередность следования нефтепродуктов в трубопроводе называется *циклом* последовательной перекачки.

ЛЕКЦИЯ 8. ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

Разрушение металла от воздействия на него окружающей среды называется коррозией.

Процесс коррозии может протекать двумя путями: прямым химическим воздействием среды на металл и в результате электрохимических реакций, сопровождающихся прохождением электрического тока между отдельными участками поверхности металла. Химическая коррозия протекает обычно в газовой среде, образуя сплошную пленку на поверхности металла. Она может полностью прекратиться лишь при отсутствии в окисной пленке пор, а также при высокой прочности ее сцепления с металлом.

Необходимыми условиями протекания электрохимической коррозии являются наличие электролита и непрерывное течение электрического тока. Разность потенциалов между двумя частями металла может возникнуть в результате: 1) деформации металла; 2) разности концентраций газов и особенно кислорода при соприкосновении их с металлом; 3) неодинаковой чистоты обработки поверхности металла; 4) неоднородности структуры металла, обусловленной различным химическим составом, посторонними включениями, различной плотностью на разных участках и т. д.

Разность потенциалов между двумя частями одного и того же металла может достигать от 1,0 до 1,5 в. При этом участок, имеющий отрицательный потенциал, называют анодом, а участок, имеющий положительный потенциал, – катодом.

В зависимости от среды, соприкасающейся с металлом, различают следующие основные виды коррозии: 1) газовую, протекающую в газовой среде; 2) атмосферную; 3) жидкостную и 4) почвенную. Жидкостная коррозия подразделяется на кислотную, щелочную и солевую. Кроме указанных выше видов коррозии металлов, в нефтегазосборной системе может образоваться также электрокоррозия, возникающая под воздействием блуждающих токов, вызванных утечками их с рельсов электрофицированного транспорта. На площадях нефтяных месторождений, имеющих большую сеть стальных трубопроводов, последние могут подвергаться всем перечисленным выше видам коррозии.

По характеру разрушения коррозия стальных трубопроводов может быть равномерной и неравномерной. Атмосферная коррозия трубопроводов обычно бывает равномерной и она не представляет большой опасности. К неравномерной коррозии относится местная, охватывающая лишь некоторые участки трубы (коррозия пятнами, язвенная или четочная), и межкристаллитная, распространяющаяся в глубь металла по границам кристаллов.

Все тела в отношении электропроводности разделяются, как известно, на проводники и непроводники. Проводники в свою очередь можно подразделить на проводящие ток без изменения и с изменением своего химического состава – электролиты. К электролитам относятся водные растворы кислот, солей и щелочей, а также почва, в которую укладывается трубопровод. Процесс химического изменения электролита при протекании через него тока носит название электролиза. Возникновение и течение процессов коррозии обуславливаются взаимодействием электролита с погруженным в него металлом. Для возникновения и течения процессов коррозии необходимы следующие факторы:

1) наличие двух участков металла с различным потенциалом в растворе данного электролита;

1) контакт обоих участков металла с электролитом;

3) соединение обоих участков между собой проводником.

На рис. 8.1, а показана схема гальванического элемента, состоящего из цинкового (подверженного коррозионному разрушению) и железного электродов. В данном случае на катоде К происходят разряд ионов водорода с образованием нейтральных атомов H_2 и ионизация молекул кислорода O_2 с образованием гидроксильных ионов OH^- :

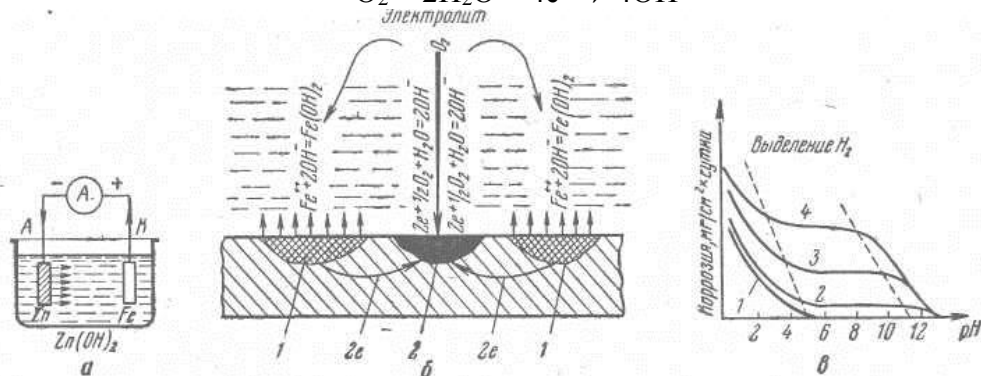
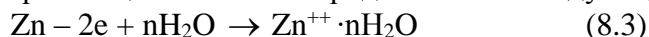


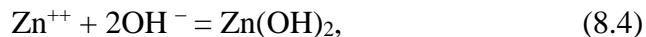
Рисунок 8.1 – Принципиальные схемы коррозионных разрушений металлов.

a – гальванический элемент; *б* – электрохимическое разрушение стенки трубы; *в* – коррозия труб в зависимости от величины pH и содержания в воде растворенного кислорода. 1 – отсутствие O₂ в воде; 2,3,4 – соответственно малое, среднее и высокое содержание O₂ в воде.

Процесс растворения цинка можно представить в следующем виде:



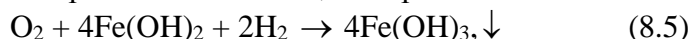
Ион цинка, перешедший в раствор анода *A*, взаимодействуя с гидроксильными ионами OH⁻, образует гидрат окиси цинка, который выпадает в осадок.



Процесс этот будет протекать до тех пор, пока весь цинк не растворится в электролите.

На рис. 8.1 *б* показана схема коррозионного разрушения стенки трубы. На поверхности трубы вследствие различной структуры металла на разных участках образуется ряд гальванических коррозионных элементов. На анодных участках ионы железа переходят в раствор в виде гидратированных катионов Fe⁺⁺, при этом на поверхности металла остаются освобождающиеся электроны 2e⁻, которые перемещаются по металлу к катодным участкам. На катодных участках эти электроны снимаются с металла, в результате чего при низких значениях pH образуется молекулярный водород H₂ и при значениях pH > 5 происходят ионизация кислорода и образование гидроксильной группы OH. Переходящие в раствор на анодных участках катионы Fe⁺⁺ и на катодных участках гидроксильные ионы OH взаимодействуют в растворе с образованием закиси железа Fe(OH)₂.

При наличии в электролите (вода, почва) свободного кислорода закись железа может окисляться в гидрат окиси железа, который выпадает в виде осадка.



Так происходит электрохимическая коррозия труб и любого другого оборудования; особенно интенсивно разрушаются от этого вида коррозии трубы и оборудование, предназначенные для транспорта сточных вод. Скорость коррозии выражают обычно числом граммов металла, разрушенного в течение часа (года) на площади 1 м² или распространением этой коррозии в глубь металла (мм/год). Скорость коррозии в значительной мере зависит от величины pH воды, содержания в воде растворенного кислорода и свободной углекислоты. Железо труб подвергается интенсивной коррозии в кислой среде при pH < 4 и практически не корродирует в щелочной среде при pH > 9.

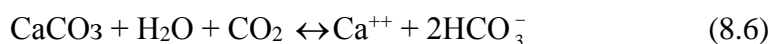
При pH < 7 на металле образуется рыхлая пленка окислов и в этих условиях происходит сплошная коррозия более или менее равномерно по всей поверхности труб. При повышении pH образующаяся на металле пленка окислов становится более устойчивой и лучше защищает металл от коррозии. На рис. 8.1, *в* - показана общая

зависимость коррозии железа от величины pH воды и содержания в ней растворенного кислорода.

На нефтяных месторождениях трубопроводы, уложенные в почву, подвергаются коррозии как с внешней, так и с внутренней стороны: с внешней – в результате контакта с почвой, представляющей неоднородный электролит, характеризующийся различной электропроводностью, влажностью, кислотностью, величиной pH и температурой; с внутренней – в результате контакта с нефтью, содержащей угольную кислоту, сероводород и пластовой водой, в составе которой имеется значительное количество растворенных солей, увеличивающих электропроводность среды и способствующих протеканию коррозии.

Огромное влияние на разрушение металла труб коррозией оказывает свободная угольная кислота CO_2 , содержащаяся в пластовых водах, добываемых вместе с нефтью. Поэтому эту угольную кислоту обычно называют агрессивной угольной кислотой. Свободная угольная кислота способна переводить соли карбоната кальция CaCO_3 , содержащиеся также в пластовой воде, в раствор и изменять тем самым в широких пределах (от 4,3 до 11) pH этой воды.

Растворение карбоната кальция в воде, содержащей угольную кислоту, протекает по уравнению:



Из этого уравнения следует, что для поддержания в растворе определенной концентрации бикарбонатных ионов HCO_3^- , существенно влияющих на pH, требуется, чтобы в воде присутствовало соответствующее этой концентрации количество свободной угольной кислоты CO_2 , называемой равновесной угольной кислотой.

Если фактически присутствующее в воде количество свободной угольной кислоты больше равновесной концентрации, то избыток ее способен вызвать растворение карбоната кальция и довести pH воды до 4,3 – 4,5, в которой металл сильно корродирует. Такую воду называют агрессивной.

При недостатке в воде CO_2 по сравнению с равновесной концентрацией возникнет тенденция распада части бикарбонатных ионов, т. е. сдвига равновесия влево, описываемого уравнением (в), что приведет к выделению из раствора осадка карбоната кальция.

Если фактическое содержание в воде свободной угольной кислоты, определенное химическим анализом, совпадает с необходимой равновесной концентрацией, из воды не будет выделяться осадок карбоната кальция и она неспособна растворять CaCO_3 . Такая вода называется стабильной (pH = 7).

В связи с тем, что промышленные трубопроводы подвергаются коррозионному разрушению изнутри и снаружи, их защита осуществляется как с внешней, так и с внутренней стороны.

Против наружной коррозии труб применяются разнообразные покрытия, предназначенные для изоляции промышленных трубопроводов от контакта с грунтом, в который они уложены. Однако основными являются две большие группы покрытий: на битумной основе и на основе полимеров.

Ко всякому антикоррозионному покрытию труб должны предъявляться следующие требования: водонепроницаемость; прочность сцепления покрытия с металлом; хорошая изоляция от электрического тока; достаточная прочность и способность сопротивляться механическим воздействиям при засыпке траншей и при линейных температурных деформациях трубопроводов; низкая стоимость.

Тип покрытия выбирают на основании коррозионной характеристики грунтов, в которых будет находиться трубопровод.

Для изоляции промышленных трубопроводов применяют битумные покрытия с минеральным наполнением или резиновой крошкой, которая обеспечивает повышение механической прочности покрытия и вязкости мастики в горячем состоянии.

Использование битумного покрытия было обусловлено определенными достоинствами его – удовлетворительными защитными свойствами и экономичностью. Однако битумные покрытия являются нетехнологичными, трудоемкими и неиндустриальными; с течением времени битумные покрытия теряют свои защитные свойства. Для повышения механических характеристик битумных покрытий в настоящее время используются бризол и стекловолокнистые материалы.

По мере развития промышленности пластмасс все большее применение находят изоляционные покрытия на основе полимеров – полиэтиленовые и поливинилхлоридные пленки. Высокие прочностные свойства полимеров в сочетании с их химической стойкостью обеспечивают эффективную защиту трубопроводов. Эти покрытия технологичны: трудоемкость нанесения их в 2 – 4 раза, а материалоемкость в 8 – 10 раз меньше, чем битумных. Однако полимерные покрытия еще недостаточно изучены в условиях длительной эксплуатации. Известно, что при отрицательных температурах ряд пластмассовых покрытий теряет эластичность, а под действием тока катодной защиты снижается их прочность. Хотя технология нанесения полимерных покрытий проще технологии нанесения битумных, практически невозможно получить слой полимерного покрытия однородной толщины. Наконец, основным недостатком этих покрытий по сравнению с битумными является пока еще их высокая стоимость.

За последнее время широкое распространение при изоляции трубопроводов получают полихлорвинил и полиэтилен. Полихлорвинил применяется для изоляции в виде липкой изоляционной ленты, на которую нанесен клей. Ленту наносят на очищенный и загрунтованный очистными машинами трубопровод.

Полиэтиленовая лента обладает высокой химической стойкостью.

Описанная выше внешняя защита труб от коррозии по целому ряду причин не может обеспечить эффективной защиты трубопровода на весь период его эксплуатации. Поэтому через некоторое время (6 – 10 лет) сооружают катодную или протекторную защиту трубопроводов. Катодная защита, как и протекторная, предотвращает почвенную коррозию многих металлических сооружений.

Сущность катодной защиты состоит в катодной поляризации металлической поверхности трубопровода, соприкасающегося с грунтом. Катодная защита трубопровода осуществляется постоянным током, протекающим из грунта в трубопровод под действием приложенной разности потенциалов «труба – земля».

Схема катодной защиты в плане приведена на рис. 8.2. Работает она следующим образом. Источник постоянного тока 1 посылает ток от своего положительного полюса по изолированному проводу 2 к анодному железу 4, заглубленному в почву вблизи трубопровода 3. С анодов 4, расположенных вдоль трубопровода, ток переходит в почву, течет по ней и через дефекты защитного покрытия, показанные черными точками, поступает на трубопровод 3 и течет к точке дренажа 5, откуда по проводу 2 возвращается на отрицательный полюс источников тока.

Поэтому весь участок трубопровода, обслуживаемый станцией катодной защиты, должен иметь хорошую проводимость. С этой целью в местах высоких сопротивлений прохождению тока (задвижки, фланцевые соединения) необходимо установить высокопроводящие перемычки, исключая образование в этих местах анодных зон.

Катодная защиты не только предупреждает возникновение коррозии, но и останавливает начавшуюся. При катодной защите разрушению подвергается анодное железо 4, которое время от времени можно заменять.

В качестве источников тока для катодной защиты могут быть генератор постоянного тока или сеть переменного тока с селеновыми или купроксными выпрямителями. Расход электроэнергии при катодной защите небольшой и исчисляется в единицах киловатт, но по мере износа покрытия расход электроэнергии возрастает. Одна катодная станция в зависимости от сопротивления защитного покрытия может защищать участок трубопровода от 5 до 25 км.

Защита трубопроводов от электрохимической коррозии протекторами осуществляется без подведения внешней электроэнергии и сводится к принципу работы гальванического элемента.

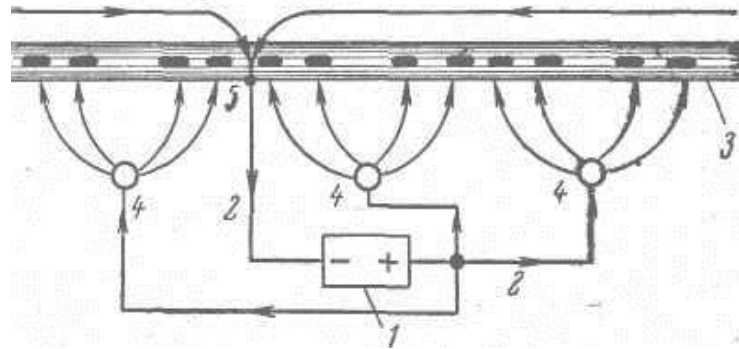


Рисунок 8.2 – Принципиальная схема катодной защиты от коррозии: 1 – источник постоянного тока; 2 – изолированный провод; 3 – трубопровод; 4 – анод (заглубленное железо); 5 – дренаж.

При образовании гальванического элемента, состоящего из двух различных металлов, анодом будет тот, у которого больший отрицательный потенциал. При замыкании разнородных электродов проводником в цепи такого элемента будет протекать ток. В этом случае анод подвергается более интенсивной коррозии, чем до замыкания цепи, а коррозия катода, наоборот, будет значительно меньше или прекратится совсем. Если к подземному трубопроводу подключить анод (протектор) из металла, имеющего больший отрицательный потенциал, чем у стали, то образуется гальванический элемент протектор – трубопровод. Вследствие разности потенциалов между ними в цепи возникает электрический ток, который, притекая на трубопровод, создает на нем больший отрицательный потенциал, чем он имел до подключения протекторной установки. В искусственно образованной гальванической паре один элемент (трубопровод) оказывается катодом, коррозия которого резко замедляется, а другой (протектор) – анодом, корродирующим более интенсивно, так как подвергается действию электрического тока, возникающего в процессе работы данного гальванического элемента. Протекторная защита чаще всего применяется для трубопроводов большой протяженности, удаленных от источников электроснабжения.

Для предохранения трубопроводов от внутренней коррозии применяют различные лаки, эпоксидные смолы и ингибиторы.

Эффективность ингибиторов выражается в виде защитного эффекта

$$Z = \frac{\rho_0 - \rho}{\rho_0} \cdot 100\%, \quad (8.7)$$

или коэффициента торможения

$$\alpha = \frac{\rho_0}{\rho},$$

где ρ_0 – скорость коррозии образца в отсутствии ингибитора; ρ – скорость коррозии образца в присутствии ингибитора.

В литературе описано значительное количество ингибиторов, способных в большей или меньшей степени защищать оборудование от сероводородной коррозии. Однако ассортимент выпускаемых промышленностью ингибиторов пока ограничен, тогда как для каждого конкретного случая требуется специальный подбор ингибитора.

Ингибиторы И1-А и И1-В применяются в промышленной практике, эффективность их защитного действия в среднем составляет 92 – 98 %.

Для защиты оборудования от коррозионного разрушения ингибиторы можно

закачивать также в пласт в количестве 0,015% масс, от дебита скважины.

Очевидно, что применяемые в настоящее время методы ингибиторной защиты не могут решить проблемы полностью. Добиться повышения надежности и снижения аварийности промысловых трубопроводов можно только за счет применения комплексных мер. Среди них основной, по-видимому, можно считать смену материала труб на коррозионно-устойчивый, а также применение труб с антикоррозионным покрытием, то есть технические способы защиты.

ЛЕКЦИЯ 9. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА

Магистральный трубопровод состоит из линейной части, наземных зданий и сооружений. В линейную часть входят трубопровод с ответвлениями и лупингами (включая опоры надземных трубопроводов), запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, конденсатосборниками (для газопроводов), компенсаторами, а также защитными (на случай разлива нефти и нефтепродукта) и противозерозионными сооружениями: установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии; линии и сооружения технологической связи: сооружения линейной службы эксплуатации: постоянные дороги (вдоль трассы трубопровода) и подъезды к ним; линии электропередачи (для снабжения электроэнергией узлов установки запорной и другой арматуры); оборудование для электроснабжения, дистанционного управления запорной арматурой и установок электрохимической защиты.

К наземным зданиям и сооружениям относят КС, головные и промежуточные НПС, ГРС, резервуарные парки, станции подогрева нефти, сооружения аварийно-восстановительной, ремонтной службы и др.

Безостановочная перекачка газа и нефти зависит в первую очередь от правильной организации эксплуатации магистрального трубопровода, следующие основные принципы которой должны быть заложены в разрабатываемую проектно-сметную документацию на строительство трубопровода.

1. Определение числа и мест расстановки КС и НПС в соответствии с гидравлическим расчетом.

2. Составление технологической схемы проектируемого трубопровода, на которой должно быть показано:

- размещение отключающей арматуры на КС, НПС, многониточных переходах, на линейной части трубопровода, отводах к потребителям, на узлах пуска, приема и пропуска скребка или очистного поршня;
- расположение домов линейных ремонтников, сооружений аварийно-восстановительной и ремонтной служб, вертолетных площадок, станций катодной защиты;
- размещение узлов замера расхода газа для коммерческих расчетов, защитных сооружений от аварийного разлива нефти и нефтепродукта, стеллажей с аварийным запасом труб и др.;
- расположение существующих, действующих и строящихся магистральных трубопроводов, транспортных коммуникаций при параллельном их следовании с проектируемым трубопроводом, а также мест установки технологических перемычек.

3. Основным низовым производственным звеном в системе трубопроводного транспорта газа является ЛПУМГ, задача которого – транспортирование газа с заданными параметрами по магистральным газопроводам и газопроводам-отводам в целях бесперебойной поставки его потребителям в соответствии с утвержденным планом. ЛПУМГ возглавляет начальник, который подчиняется непосредственно директору производственного объединения по транспортировке и поставкам газа.

Структура ЛПУМГ:

- руководство;
- персонал при руководстве;
- диспетчерская служба (ДС);
- газокompрессорная служба (ГКС) от одной до четырех;
- линейно-эксплуатационная служба (ЛЭС), служба телемеханики и связи (СТС);
- жилищно-коммунальное хозяйство (ЖКХ);

– ВОХР;

4. Разработка основных принципов организации ремонта оборудования и сооружений магистрального трубопровода.

5. Определение основных принципов организации аварийно-восстановительной службы.

6. Выявление необходимости в устройстве складов ГСМ и метанола на площадках наземных зданий и сооружений и метанольниц на трассе газопровода.

7. Определение штата обслуживающего персонала.

Все перечисленные принципы организации эксплуатации магистрального трубопровода необходимо учитывать при разработке ТЭО, технического проекта и рабочих чертежей. Степень их разработки и детализация технических решений на различных стадиях проектирования регламентируются заданием на проектирование и действующими эталонами на разработку проектно-сметной документации.

Эксплуатация магистрального трубопровода начинается с момента приема его государственной комиссией с участием представителя проектной организации и в соответствии с требованиями СНиП III–А.10 70.

Законченные строительством трубопроводы или пусковые комплексы предъявляются заказчиками государственной комиссии при условии, если оборудование КС и НПС обеспечивает предусмотренную проектом производительность. Отдельные здания и сооружения по мере их готовности могут быть приняты в эксплуатацию рабочими комиссиями заказчика до приемки государственной комиссией трубопровода в целом. Все объекты, предъявляемые к приемке, должны быть выполнены в полном соответствии с утвержденным проектом и с соблюдением всех требований, установленных строительными нормами и правилами, а также техническими условиями и другими нормативными документами.

Генеральный подрядчик представляет рабочей комиссии следующие документы:

– список организаций, участвующих в выполнении строительно-монтажных работ с указанием видов работ, и список инженерно-технических работников, непосредственно ответственных за каждый вид работ;

– комплект рабочих чертежей с внесенными в них изменениями, если последние имели место в процессе строительства;

– заводские сертификаты на трубы, фасонные части и арматуру, а при отсутствии их – результаты контрольных испытаний;

– сертификаты или паспорта на изоляционные материалы;

– заводские паспорта на установленные манометры;

– сертификаты на сварочные материалы;

– списки сварщиков с указанием номеров их удостоверений;

– результаты механических испытаний и физических методов контроля сварных соединений;

– журнал сварочных и изоляционных работ;

– акты на приемку работ по очистке и изоляции; проверке сплошности изоляционных покрытий; подготовке основания траншей или опор; укладке и засыпке; предварительному испытанию трубопровода на переходах; по операционной приемке работ по сооружению переходов через водные преграды с приложением исполнительных профилей, привязанных к постоянным реперам; испытанию на прочность и герметичность;

– сооружениям электрохимической защиты и линии связи.

Результаты приемки магистрального трубопровода оформляются актом государственной комиссии, который служит основанием для ввода его в эксплуатацию. Датами ввода в эксплуатацию трубопровода в целом принято считать дату подписания акта государственной комиссией; отдельных вспомогательных зданий и сооружений, принимаемых рабочими комиссиями – дату подписания акта

этими комиссиями.

9.1 Система планово-предупредительного ремонта

Оборудование нефтепровода и газопровода представляет собой наиболее важную часть основных фондов нефтегазопроводных управлений, поэтому вопросы использования, долговечности и работоспособности оборудования должны быть предметом повседневного внимания.

Плановые работы системы планово-предупредительного ремонта (ПНР) делятся на текущий, средний и капитальный ремонт. Текущий ремонт выполняется без остановки трубопроводов за счет резерва оборудования силами эксплуатационного персонала. При среднем ремонте заменяются или капитально ремонтируются изношенные узлы и детали оборудования. Капитальный ремонт предусматривает полную разборку, ремонт или замену всех износившихся деталей или узлов, сборку и испытание их в соответствии с техническими условиями.

Известны такие методы проверки оборудования и деталей: внешний осмотр; акустический (легкое обстукивание молотком); керосино-меловая проба (деталь смачивают керосином, по истечении 15 – 20 мин ее вытирают насухо, а места, подлежащие испытанию, натирают мелом; если есть трещины, то при простукивании молотком через них на поверхность детали просачивается керосин и мел темнеет); измерение толщины стенок и линейных размеров; радиографический; электромагнитный; ультразвуковая дефектоскопия; люминесцентный.

Центробежные насосы.

Текущий ремонт их заключается в:

- ревизии подшипников;
- ревизии и промывке картеров подшипников, смене масла, промывке масляных трубопроводов;
- ревизии и при необходимости смене сальниковой набивки, а также в проверке рабочих поверхностей защитных гильз (втулок);
- проверке состояния соединительной муфты, промывке и смене смазки (у зубчатых муфт);
- промывке и продувке системы трубопроводов, подводящих уплотняющую жидкость, когда сальники насосов имеют жидкостное уплотнение;
- чистке трубопроводов и камер водяного охлаждения;
- проверке состояния корпуса насоса (осмотр и простукивание);
- проверке крепления всего агрегата на фундаменте;
- проверке центровки агрегата;
- полной разборке насоса и тщательном осмотре всех деталей;
- проверке зазора в уплотнениях ротора и корпуса насоса.

При среднем ремонте выполняются все работы, предусмотренные текущим ремонтом, а также:

- разборка ряда узлов и замене некоторых деталей;
- проверка состояния рабочих колец, зазоров разгрузочного устройства и биения ротора (с помощью индикатора);
- статическая балансировка ротора насоса, разборка торцевых уплотнений с замером износа трущихся поверхностей.

Капитальный ремонт обычно проводится через 34 – 35 тыс. ч работы центробежных насосов и включает следующие работы:

- полную разборку агрегата;
- определение дефектов всех деталей;
- восстановление изношенных деталей до номинальных размеров или замена их новыми;

- проточка или опиловка шеек роторов насоса;
- перезаливка вкладышей подшипников скольжения или замена всех подшипников качения;
- шлифовка или замена защитных гильз;
- замена рабочих колес;
- динамическая балансировка ротора насоса;
- сборка и обкатка насоса.

9.2 Планово-предупредительный ремонт резервуаров

ППР предусматривается осмотровый, текущий и капитальный ремонт резервуаров.

Осмотровый ремонт резервуара выполняют не реже раза в шесть месяцев, проверяя при этом состояние корпуса, крыши резервуара и оборудования, расположенного снаружи.

Текущий ремонт производят не реже раза в два года. В зависимости от объема намечаемых работ его можно выполнять с опорожнением резервуара от нефтепродукта, зачисткой и дегазацией, но с заполнением газового пространства негорючими (дымовыми) газами.

При капитальном ремонте выполняют все работы, предусмотренные текущим ремонтом, а также заменяют дефектные листы корпуса, днища и крыши, исправляют положение резервуара, ремонтируют основание, исправляют или заменяют оборудование, испытывают на прочность и плотность. Резервуары периодически очищают от осадков парафина и механических примесей.

9.3 Планово-предупредительный ремонт линейной части нефтепровода.

Для линейной части предусмотрены осмотровый, текущий и капитальный ремонт.

К осмотровому ремонту, выполняемому без прекращения перекачки, относятся работы по ликвидации течи в сальниковых задвижках, подтеков во фланцевых соединениях, чистке колодцев от грязи, устранению захлестов проводов связи и др.

При текущем ремонте, осуществляемом также без остановки перекачки, выполняют смену сальников задвижек, обварку хомутов, ремонт колодцев, окраску линейных сооружений, подтяжку ослабевших болтовых креплений па воздушных переходах, а также работы, связанные с подготовкой трубопровода к весенне-летнему и осенне-зимнему периодам.

При капитальном ремонте чинят и заменяют дефектные участки трубопровода и запорной арматуры, восстанавливают трубы и заменяют изоляцию, очищают трубопровод от парафина и грязи, ремонтируют колодцы, устройства электрохимической защиты, выполняют берегоукрепительные и подводные работы.

При УМП создаются центральные ремонтно-эксплуатационные блоки (ЦРЭБ), которые территориально обычно привязывают к перекачивающим станциям с емкостью. Зона обслуживания ЦРЭБ около 450 – 500 км. В обязанности ЦРЭБ входят капитальный ремонт технологического оборудования и электротехнических установок, средний ремонт автотракторной техники и другого оборудования

(с периодичностью более 1 года), изготовление запасных деталей, которые в настоящее время централизованным путем не изготавливаются, централизованное производство ремонтной оснастки и других приспособлений, модернизация машин и оборудования.

Капитальный ремонт автотранспортной техники должен выполняться специализированными заводами; текущий и средний ремонты оборудования с периодичностью менее 1 года должны осуществляться силами районных управлений.

Линейная часть газопровода.

Ремонт газопровода делится на текущий (мелкий и средний) и капитальный. Во время текущего ремонта, выполняемого без прекращения подачи газа силами работников линейно-эксплуатационной службы (ЛЭС), производят окраску линейных сооружений, подтяжку ослабевших болтовых креплений на воздушных переходах, ремонт колодцев и ограждений, а также подъездных дорог и проездов вдоль трассы. Кроме того, выполняют работы, связанные с подготовкой газопровода к весеннему паводку и к зимней эксплуатации.

Капитальный ремонт проводят по графику, в процессе его осуществляют замену пришедшей в негодность арматуры и отдельных участков газопровода; замену противокоррозионной изоляции; ремонт подводных переходов; продувку газопровода для очистки от грязи и конденсата; ремонт устройств электрохимической защиты; реконструкцию переходов под шоссейными и железными дорогами; берегоукрепительные и другие работы, требующие капитальных затрат и длительной остановки газопровода.

Работы, связанные с прекращением или сокращением подачи газа по магистрали газопровода, следует выполнять преимущественно в периоды наименее интенсивного отбора газа (летом) и в сроки, установленные объединением и согласованные с центральным диспетчерским управлением Газпрома.

Необходимость ремонта оборудования и сооружений на трассе газопровода определяется руководством ЛПУМГ с использованием материалов осмотра, записей в журналах линейных ремонтников, результатов замера потенциала по трубе, шурфований и т. п. Надобность в продувке и очистке газопровода устанавливают по результатам анализа гидравлического состояния газопровода.

Капитальный ремонт газопровода выполняется силами ЛПУМГ или ремонтно-строительных управлений объединения, а также подрядными организациями; ремонт автотранспортной техники – специализированными заводами.

9.4 Основное и вспомогательное оборудование компрессорных станций.

Как правило, оборудование КС ремонтируется без прекращения и сокращений подачи газа, при условии обеспечения полной безопасности как ремонтного и дежурного персонала, так и населения. Периодичность ремонта, а также длительность простоя из-за него определяются положением о ППР и нормах Газпрома. Графики ремонтов устанавливаются ежегодными планами.

До вывода в ремонт каждого агрегата и установки должны быть проведены следующие подготовительные мероприятия:

- а) составлены ведомости дефектов, определен объем работ, который уточняют после вскрытия и осмотра агрегата, технологической установки или отдельного аппарата;
- б) разработан график выполнения ремонтных работ;
- в) заготовлены согласно ведомости дефектов и объему работ необходимые запасные части и материалы;
- г) укомплектованы и приведены в исправность инструмент, приспособления, такелажное оборудование и подъемно-транспортные механизмы;
- д) подготовлены рабочие места для выполнения ремонта;
- е) проинструктирован ремонтный персонал.

Ремонт основных агрегатов и вспомогательных механизмов, непосредственно связанных с основными, выполняется одновременно. При наличии резерва в производительности вспомогательных механизмов допускается проведение их ремонта без вывода в ремонт основного агрегата.

Все большее распространение в Газпроме приобретает организация капитальных и частично средних ремонтов основного и вспомогательного

оборудования на специализированных вновь строящихся заводах по ремонту технологического оборудования (РТО) или выездными бригадами этих заводов на местах.

9.5 Эксплуатация объектов компрессорной и насосной станций

Насосная станция. При нормальной эксплуатации НПС обеспечивается долговечность и надежность непрерывной работы основного и вспомогательного оборудования. Основные насосы должны работать в заданном режиме и при минимальном к. п. д., продолжительная их работа при подаче меньше $0,25 Q_{\text{ном}}$ не допускается.

В процессе эксплуатации насосного агрегата необходимо систематически наблюдать за показаниями всех контрольно-измерительных приборов, строго выполнять все приведенные в инструкции по монтажу и эксплуатации требования заводов-изготовителей. При повышении температуры подшипников прекращении поступления масла, вибрации или ненормальном шуме насосный агрегат следует немедленно остановить, осмотреть и устранить обнаруженные неполадки. При остановке агрегата закрывают задвижку на нагнетании и выключают двигатель. После охлаждения насоса закрывают все вентили трубопроводов, подводящих масло и воду, и краны у манометров. При остановке насоса на длительное время для предотвращения коррозии рабочие колеса, уплотняющие кольца, защитные гильзы вала, втулки и все детали, соприкасающиеся с перекачиваемой жидкостью, следует смазать, а сальниковую набивку вынуть.

Защита НПС в сочетании с приборами контроля, защиты и сигнализации, установленными на отдельных агрегатах и вспомогательном оборудовании, предохраняют насос от вибрации, подшипники от перегрева, работы в кавитационном режиме и от чрезмерной утечки через сальники. Эффективная система теплового контроля узлов с трущимися деталями, корпусов насоса и электродвигателя, а также бесперебойная подача масла и воздуха, входящего в электродвигатель и выходящего из него, осуществляются электроконтактным манометром. Контакты последнего включены в пусковые цепи электродвигателей, что предотвращает включение электродвигателя (при отсутствии давления) в линии смазки. Падение давления в маслосистеме вызывает остановку агрегата.

Тепловая защита корпуса насоса предотвращает длительную работу при закрытой задвижке. Контроль за температурой входящего в электродвигатель и выходящего из него воздуха защищает обмотку статора от перегрева в летнее время и предотвращает образование конденсата при низких температурах окружающей среды зимой.

Герметичность торцевых уплотнений контролирует датчик, который обеспечивает защиту в случае резкого увеличения расхода, утечек. Вибросигнализатор регистрирует вибрацию оборудования и в случае ее увеличения до критических величин отключает агрегат. Визуальный контроль за давлением на всасывании и нагнетании насосов осуществляется манометрами. Равномерная нагрузка агрегата контролируется счетчиком числа оборотов, давление в линии разгрузки – манометром, а нагрузка электродвигателя – амперметром.

Рекомендуемая программа обслуживания:

- контролировать температуру и вибрацию подшипников, а также утечку из концевых уплотнений – ежедневно;
- проверять центровку насосного агрегата, сменять масло системы смазки, дренировать и промывать камеры подшипников, контролировать состояние вкладышей подшипников – ежеквартально;
- контролировать износ рубашек концевых уплотнений, сменять уплотнительные кольца торцевых уплотнений и перенабивать сальники – раз в

полгода;

- проводить полную ревизию насосного оборудования, менять уплотнительные кольца рабочих колес, если зазоры на 50 % превышают номинальные значения, контролировать состояние вкладышей подшипников и соединительных муфт – ежегодно.

Резервуары

Металлические резервуары. При их эксплуатации необходимо строго соблюдать требования «Правил технической эксплуатации» [4] и «Правил по технике безопасности и промсанитарии магистральных трубопроводов».

Основные сведения о действующем резервуаре заносят в паспорт: номер и тип, характеристика стали, из которой он сварен, толщина листов днища и его окрайки, число поясов и толщина листов по ним, тип крыши и толщина листов, характеристика основания и данные о нивелировании его и окраски днища до и после гидравлического испытания, перечень и характеристика установленного оборудования, наименование проектной и строительной организации, даты начала и конца строительно-монтажных работ, испытания, ввода в эксплуатацию и составления паспорта, отклонения размеров резервуара от проектных и его калибровочная таблица.

Резервуары оснащаются оборудованием, необходимым для их безаварийной эксплуатации,

Заземление резервуаров проверяют путем измерения его сопротивления растеканию тока прибором MG-07 не реже двух раз в год при неблагоприятных условиях для электропроводности грунтов: летом в сухих грунтах и зимой в мерзлых. Импульсное сопротивление растеканию тока не должно превышать 50 ом.

Систематическому осмотру подвергают резервуары и их оборудование, обращая особое внимание на состояние сварных швов. В зимнее время швы первого и второго поясов проверяют ежедневно. Подлежат осмотру прокладочные кольца и шарнир замерного люка, плавность движения и плотность посадки тарелок дыхательных клапанов, качество и уровень масла, чистота сетки гидравлических клапанов, ход хлопушки, наличие и исправность диафрагм пеносливных камер и гаек с прокладками на концах пенопроводов, чистота пакетов с гофрированными пластинами огневых предохранителей, положение приемного отвода сифонного крана.

Ежегодно нивелируются окрайки днища резервуара не менее чем в восьми точках, расположенных друг от друга на расстоянии не более 6 м (нивелируют те же точки, что и при строительстве и вводе резервуара в эксплуатацию). Допустимая неравномерность осадки основания и окрайки днища резервуара – 150 мм для диаметрально противоположных точек и 80 для смежных.

Производительность, наполнения или опорожнения резервуара должна соответствовать пропускной способности дыхательной арматуры, установленной на нем. Наполняют резервуар при полностью открытой хлопушке, после окончания операций хлопушку опускают.

На каждый резервуарный парк разрабатывают технологическую карту, в которой указывают: номер резервуара, его тип и емкость, высоту, максимально допустимый уровень нефти в резервуаре, число и характеристику дыхательных и предохранительных клапанов, а также огневых предохранителей, максимальную температуру подогрева нефти в резервуаре, допустимую объемную скорость наполнения и опорожнения, минимальный уровень нефтепродукта.

Железобетонные резервуары. При их эксплуатации применяют централизованные (групповые) установки дыхательной аппаратуры, что позволяет резко сократить число резервуарного оборудования, снизить потери от испарения, повысить пожарную безопасность и улучшить условия ремонта оборудования. В заглубленных резервуарах применяют децентрализованную систему внутрипарковой перекачки электропогружными насосами, что исключает прокладку всасывающих коллекторов, расположенных на

большой глубине.

Надежная эксплуатация железобетонных резервуаров обеспечивается автоматизацией различных операций и контроля за работой резервуаров путем оснащения последних соответствующими приборами и оборудованием. В остальном, она принципиально не отличается от эксплуатации металлических резервуаров.

Компрессорные станции. Газомоторные станции. Значительное применение на магистральных газопроводах нашли КС, оборудованные поршневыми газомоторными компрессорами. Агрегаты снабжены автоматической защитой от повышения частоты вращения вала свыше

330 об/мин и температуры охлаждающей воды двигателя свыше 90 °С, падения давления масла в системе смазки ниже 0,7 кгс/см².

У газомоторных компрессоров существуют три системы масло-подачи к трущимся частям:

- 1) шестеренчатые масляные насосы подают масло к подшипникам коренным, силовым и компрессорным шатунов, промежуточного и распределительного валов;
- 2) плунжерные насосы (лубрикаторы) – к силовым и компрессорным цилиндрам, штокам компрессоров;
- 3) вручную смазывают опорные подшипники клапанных коромысел, направляющие газовых клапанов.

Срок службы масла колеблется от 2000 до 2500 ч, а средний эксплуатационный расход составляет 1,5 г/(л с ч). Масло подвергается регенерации при содержании механических примесей свыше 0,5 %, содержании кокса свыше 2,5 %, увеличении кислотности свыше 1,0 мг КОИ на 1 г масла.

Пуск газомоторных компрессоров производится сжатым воздухом под давлением 15 – 17 кгс/см². Давление топливного газа при теплоте сгорания 8000–9000 ккал/м³ рекомендуется 2,8–3,2 кгс/см² и угол опережения зажигания 15–18° до в. м. т., зазоры в контактах прерывателя 0,35, в контактах распределительного механизма магнето 0,5–0,7 и в электродах свечи 0,4 – 0,5 мм.

Электроприводные станции. Они отличаются от газотурбинных только типом привода. Для электроприводных КС обязательно наличие редуктора между электроприводом и нагнетателем.

Электродвигатели АФЗ-4500-1500 и GTM-4000-2 предназначены для приводов центробежных нагнетателей типа 280 через повышающий редуктор и позволяют работать с колесами диаметром 564, 590, 600, 620 мм роторов центробежных нагнетателей в зависимости от производительности и входного давления у КС.

Эксплуатация электроустановок должна осуществляться в строгом соответствии с «Правилами технической эксплуатации и безопасности обслуживания электроустановок промышленных предприятий». В процессе эксплуатации необходимо периодически проверять и контролировать осевой разбег ротора, который должен быть в пределах 4 – 5 мм; затяжку фундаментных болтов и все механические крепления; электрическую прочность изоляции обмоток напряжением, в 1,3 раза превышающим номинальное напряжение электродвигателя; заземление станины двигателя и оболочки питающего кабеля; размер воздушного зазора между статором и ротором, равный 4,7 – 5 мм; установку щеток на контактных кольцах (прилегание щеток к контактным кольцам должно быть плотным, в случае надобности пришлифовать их стеклянной бумагой; перед каждым пуском двигатель продувать сухим чистым воздухом для удаления взрывоопасных смесей внутри машины и частиц графита щеточной пыли).

Температура активных частей двигателя не должна превышать температуры воздуха; обмоток статора и ротора – 75 °С; активной стали сердечников статора и ротора – 85 °С, охлаждающего воздуха – 35 °С, а контактных колец – 90 °С. Количество

продуваемого воздуха должно быть не менее 11 м³/с при частоте вращения двигателя 1480 об/мин. При пусках температура обмоток двигателя должна быть не ниже 5, а смазочного масла 20 °С. Вибрации электродвигателя не должна превышать 0,15 мм.

Во время ремонта электродвигателей прочищают воздухопроводы, обдувают их сжатым воздухом, чистят изоляцию статора и ротора и проверяют расклинивание ротора.

Газотурбинные станции. Пуск, остановка и обслуживание газотурбинных установок осуществляются в соответствии с инструкциями, составленными на основании инструкций заводов-изготовителей и опыта эксплуатации.

Перед пуском следует проверить, заполнен ли масляный бак до необходимого уровня турбинным маслом марки 22Л. Температура масла при пуске агрегатов должна быть не ниже 25 °С.

Во время работы газотурбинных агрегатов следует:

- поддерживать температуру масла за маслоохладителями в пределах 35 – 45 °С путем изменения расхода или температуры охлаждающей воды;
- периодически очищать воздушные фильтры воздухозаборной камеры осевого компрессора;
- следить за чистотой фильтров масляных баков, проверяя их не реже раза в неделю; очищать фильтры можно путем продувки их газом или воздухом;
- периодически делать химический анализ турбинного масла, ежедневно брать пробы для обнаружения в масле механических примесей и воды, в случае появления последних масло фильтровать и осушать;
- систематически прослушивать и осматривать агрегат для определения задеваний, порушенной вибрации и протечек газа, воздуха и масла;
- содержать агрегат в чистоте, не допускать скопления масла, тряпок, бумаги и прочего мусора, особенно возле горячих частей, что может служить причиной пожара; следить за состоянием изоляции, а повреждения ее на отдельных участках срочно устранять;
- аварийно остановить агрегат при воспламенении масла и невозможности быстро затушить огонь; при появлении дыма из подшипников или металлического шума внутри агрегата; при внезапном прорыве газа в помещение машинного зала или галерею нагнетателей; во всех случаях, когда может создаться угроза для безопасности обслуживающего персонала, или при поломке оборудования.

При этом нельзя допускать повышения:

- температуры подшипников выше 70 °С; в случае ее возрастания (при постоянном режиме работы агрегата) на любом из подшипников установить наблюдение за ним и при необходимости принять меры для ее снижения;
- температуры продуктов сгорания перед турбиной сверх номинальной; в случае превышения принять меры для снижения ее путем уменьшения нагрузки; при необходимости вывести агрегат на холостой ход;
- вибрации агрегата сверх заданной техническими условиями для данного типа.

Газотурбинные агрегаты имеют систему автоматики, регулирования и автоматической защиты. Автоматическая защита останавливает агрегат в случаях:

- повышения температуры газа перед турбиной;
- увеличения частоты оборотов;
- повышения температуры на одном из подшипников;
- осевого сдвига роторов;
- падения давления масла смазки ниже 0,2 кгс/см²;
- понижения перепада газ – масло;
- падения давления топливного газа;

– погасания факела в камере сгорания.

Все показания по защите должны выводиться на щит диспетчера, который может контролировать состояние работы отдельных агрегатов и группы ГПА и заблаговременно принимать меры по предотвращению аварии.

При ремонте газотурбинных агрегатов зазоры по проточной части необходимо стремиться довести до номинальных чертежных размеров с учетом допусков, заданных заводами-изготовителями агрегатов и указанных в паспортах.

9.6. Эксплуатация линейной части трубопровода

В зависимости от условия прохождения трассы трубопровода обслуживание линейной части осуществляется или линейными ремонтными бригадами (участок обслуживания устанавливается в пределах 20 – 25 км трассы), или механизированными передвижными бригадами, имеющими машины повышенной проходимости, необходимый инструмент и оборудование для выполнения мелкого ремонта. Наблюдение за трассой можно вести и с вертолета. Особое внимание уделяется искусственным сооружениям: переходам через реки, железным и автомобильным дорогам; воздушным переходам, защитным сооружениям и др.

Для выявления технического состояния линейных сооружений руководство управления периодически, не реже двух раз в год, проводит осмотр трассы. Как правило, трассу трубопровода на местности обозначают километровыми знаками, линейную запорную арматуру нумеруют.

В связи с тем, что все нитки переходов через водные преграды находятся в работе, необходимо на нефтепроводах не реже раза в год отключать нитки поочередно на срок до 5 суток для промывки внутренней поверхности нефтепровода при повышенной скорости прокачки жидкости.

Повреждения трубопроводов возникают при отступлении от требований СНиП при строительстве и нарушении «Правил технической эксплуатации».

Местоположение повреждений трубопровода определяют по падению давления в трубопроводе и по перегрузке электродвигателей центробежных насосов при помощи графического, графоаналитического или аналитического способов.

Профилактические мероприятия на трубопроводе, а также ликвидация аварий выполняются ремонтно-восстановительными бригадами, которые размещаются на перекачивающих станциях и аварийно-восстановительных пунктах.

Аварии на газопроводах относятся к внеплановым работам, которые проводятся специально организованной для этой цели группой работников ремонтно-восстановительной бригады ЛЭС с привлечением других служб, а в случае необходимости – строительно-монтажных организаций.

К внеплановым аварийным работам относятся:

- ликвидация разрыва труб и значительных свищей на газопроводе и отводах, а также в системах КС и ГРС;
- устранение заклинивания или поломок запорной арматуры, приводящих к большим утечкам газа или прекращению его подачи;
- ликвидация закупорки газопровода ледяными и гидратными пробками или посторонними предметами.

При возникновении аварии на линейной части газопроводов диспетчер обязан поставить в известность руководство ЛПУМГ, диспетчера производственного объединения (который в свою очередь докладывает об этом диспетчеру ЦДУ) и вызвать начальника ЛЭС и аварийную бригаду.

Если авария вызывает сокращение или прекращение подачи газа потребителям, то руководство работами по ликвидации аварии должны возглавить:

- а) на месте – начальник или главный инженер ЛПУМГ;
- б) в диспетчерской производственного объединения – директор или главный инженер производственного объединения.

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Основная литература

1. Транспорт и хранение углеводородов: учебное пособие (курс лекций), В. Ф. Сизов/ – Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2013. – 140 с.
2. Нефтегазовое строительство [Текст]: учебное пособие для студентов вузов / В. Я. Беляев и др. – М. : Изд-во ОМЕГА-Л, 2005. – 774 с.
3. Смирнов А.К. Подземные хранилища газа в водоносных пластах [Текст]: учебное пособие для вузов. / А. К. Смирнов. – М.: «Компания Спутник+», 2003г. – 115 с..
4. Ибрагимов, Л. Х. Интенсификация добычи нефти [Текст] / Л. Х. Ибрагимов, И. Т. Мищенко, Д. К. Челоянц. – М. : Наука, 2000. – 414 с.
5. Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти [Текст] / И. Т. Мищенко. – М. : Изд-во «Нефть и газ», 2003. – 816 с.
6. Кудинов, В.И. Основы нефтегазопромыслового дела [Текст] / В. И. Кудинов. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований; Удмуртский госуниверситет. 2004. – 720 с.

Дополнительная литература

1. Коршак А.А.. Основы нефтегазового дела [Текст]. Учебник для вузов / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов – Уфа: ООО «Дизайн Полиграф Сервис», 2001.–544 с.
2. Коршак А. А. Основы нефтегазового дела [текст]: Учебник / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – 2-е изд., доп. и испр. – Уфа: Дизайн Полиграф Сервис, 2002.
3. Трубопроводный транспорт нефти [текст]/ Под общ. ред. С. М. Вайнштока. – Т. 1. – 2002.
4. Трубопроводный транспорт нефти [текст]/ С.М. Вайншток, В.В. Новоселов, А. Д. Прохоров и др. – Т. 2. – 2004.