

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«МУРМАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Кафедра морского
нефтегазового дела и физики



УЧЕБНО МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ

По дисциплине «Объекты хранения и распределения углеводородов».

Мурманск
Издательство МГТУ
2022

Составители: Белухин Александр Игоревич, заведующий лабораторией 3D-моделирования нефтегазовых процессов, ассистент кафедры морского нефтегазового дела Мурманского государственного технического университета;

Рецензент – М.В. Васёха, доктор технических наук, заведующий кафедрой морского нефтегазового дела.

Учебно-методическое пособие содержит теоретический материал по дисциплине "Объекты хранения и распределения углеводородов"

Учебно-методическое пособие рассмотрено и одобрено кафедрой МНГДиФ «___» _____ 20__ г., протокол № __.

**© Мурманский государственный
технический университет, 2022**

Содержание

Предисловие.....	4
Модуль 1.Сбор и подготовка нефти.....	5
Схемы сбора нефти.....	5
Система сбора и транспортировки нефти.....	10
Модуль 2. Трубопроводный транспорт нефти и газа.....	25
Магистральные нефтепроводы.....	25
Системы перекачки.....	37
Магистральные газопроводы.....	52
Модуль 3. Объекты хранения нефти и газа.....	68
Нефтеналивные терминалы.....	68
Нефтебазы.....	80
Подземные хранилища газа.....	88
Список литературы.....	107

Предисловие.

Целью освоения учебной дисциплины «Объекты хранения и распределения углеводородов» является формирование у обучающихся знаний по работе современного нефтегазового оборудования и правильное его применение при проектировании и эксплуатации различных объектов нефтегазотранспортных систем, объектов хранения и распределения углеводородов. Поэтому, подготовка молодых специалистов, призванных осуществлять дальнейшее развитие нефтегазовой отрасли, должна включать в себя изучение возможностей и особенностей работы современных средств транспортировки и хранения нефти и газа, и умение их правильного и рационального использования в своей производственной деятельности.

Учебно-методическое пособие предназначено для усвоения и закрепления полученных теоретических знаний, предусмотренных учебным планом подготовки студентов, составленным на основе Федеральных государственных образовательных стандартов высшего образования.

Модуль 1. Сбор и подготовка нефти.

Схемы сбора нефти.

Продукция нефтяных скважин представляет собой сложную смесь, состоящую из нефти, газа, воды, механических примесей. Продукцию нефтяных скважин, расположенных по всей территории нефтяного месторождения, необходимо собрать на центральные пункты подготовки нефти, газа и воды (ЦПС), где нефть и газ должны быть подготовлены до товарных кондиций.

Под системой сбора нефти, газа и воды на нефтяных месторождениях понимают весь комплекс оборудования и трубопроводов, предназначенный для сбора продукции отдельных скважин и транспортировки их по ЦПС.

В зависимости от природно-климатических условий, систем разработки месторождений, физико-химических свойств пластовых жидкостей, способов и объемов добычи нефти, газа и воды выбираются различные системы внутри промыслового сбора продукции скважин.

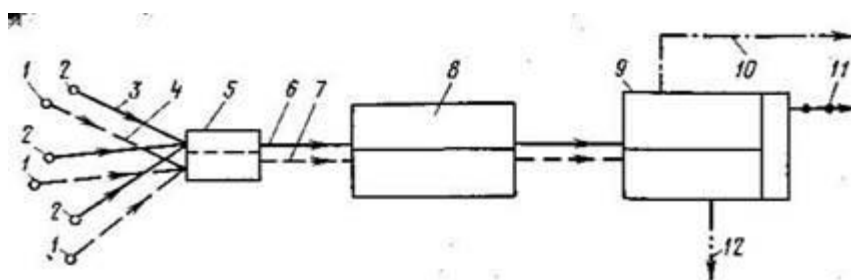


Рис. 1- Принципиальная схема сбора нефти, газа и воды:

1 — скважины, дающие безводную нефть; 2 — скважины, дающие обводненную нефть; 3, 4 — выкидные линии; 5 — установка для измерения дебита скважины; 6, 7 — нефтегазосборные коллекторы; 8 — ДНС; 9 — ЦПС; 10 — газопровод подачи газа потребителям; 11 — нефть в магистральный нефтепровод; 12 — трубопровод пластовой воды

Однако, несмотря на разнообразие системы сбора имеют общие основные принципы, к которым относятся: возможность измерения продукции каждой скважины; возможность транспортировки продукции скважин под давлением, имеющимся на устье скважин, на максимально

возможное расстояние, при небольших размерах месторождений — до ЦПС; организация сброса пластовой воды на удаленных от ЦПС месторождениях (при добыче высокообводненных нефтей).

При проектировании системы сбора продукции скважин учитывается также возможность смешения нефтей различных горизонтов, необходимость подогрева продукции скважин в случае добычи высоковязких и высокопарафинистых нефтей.

В общем виде схема сбора продукции скважин представлена на рис. 1. Продукция скважин поступает на установку 5 для измерения дебита каждой отдельной скважины, далее на промежуточный сборный пункт или дожимную насосную станцию 8, откуда направляется на центральный пункт сбора и подготовки нефти, газа и воды 9. Затем подготовленная нефть перекачивается в товарные резервуары нефтепроводных управлений для дальнейшей транспортировки. Газ после соответствующей подготовки поступает по газопроводу 10 к потребителям.

Отделившаяся на ЦПС пластовая вода после соответствующей подготовки по трубопроводу 12 закачивается в продуктивные пласты или поглощающие горизонты.

Трубопроводы 3 или 4, прокладываемые на месторождении от скважин до установок, измеряющих продукцию скважин, обычно называются выкидными линиями, а трубопроводы 6 и 7 от установок для измерения продукции скважин до меняются и двухтрубные, когда на установке измерения или на ДНС от нефти отделяется газ и по отдельному трубопроводу подается на ЦПС.

На некоторых месторождениях осуществляется отдельный сбор продукции безводных и обводненных скважин. В этом случае продукция безводных скважин, не смешиваясь с продукцией обводненных скважин, поступает на ЦПС. Так же отдельно собирают продукцию скважин, если нежелательно смешение нефтей разных горизонтов, например, содержащих и содержащих сероводород. Продукция обводненных скважин или продукция, которую нежелательно смешивать, по отдельным выкидным линиям 4 и нефтегазосборным коллекторам 7 транспортируется до ЦПС.

Ко всем существующим системам сбора нефти и газа предъявляется также одно из важнейших требований — предупреждение потерь легких фракций нефти. Для выполнения этого условия необходима полная герметизация системы от скважины до ЦПС. Наиболее полно это условие соблюдается в напорных однострунных системах сбора, когда продукция скважин транспортируется до ЦПС за счет давления на устье. За последние годы однострунные напорные герметизированные системы сбора нефти, газа и воды получили наибольшее распространение. Однако на больших по площади месторождениях не всегда возможно доставить продукцию скважин на ЦПС без применения промежуточных насосных станций. В этом случае на удаленных площадях строят дожимные насосные станции и система сбора состоит как бы из двух частей: напорной герметизированной однострунной (до ДНС) и напорной герметизированной двухтрубной (с отдельным транспортом нефти и газа от ДНС до ЦПС).

В последние годы наметилась тенденция к укрупнению пунктов подготовки нефти: продукция с нескольких нефтяных месторождений (или залежей) поступает на подготовку в один центральный пункт, построенный на одном из месторождений (обычно на самом крупном). При этом на остальных месторождениях строят лишь дожимные насосные станции, обеспечивающие подачу продукции скважин до ЦПС.

Системы сбора нефти, газа и воды непрерывно совершенствуются.

Эти усовершенствования в основном направлены на снижение капиталовложений, эксплуатационных затрат, а также на предотвращение потерь нефти и газа.

Рассмотрим основные схемы сбора нефти и газа, получившие наибольшее распространение на нефтяных месторождениях нашей страны.

Самотечная схема сбора нефти и газа раньше была широко распространена на промыслах. При самотечной схеме сбор нефти осуществляется за счет ее свободного слива по трубопроводам от мерников, устанавливаемых около скважин.

Замер дебита скважин осуществлялся в мерниках объемным способом. В настоящее время эта схема не применяется. В районах, где

эта система была внедрена, проведены работы по реконструкции и переводу ее на современные герметизированные схемы.

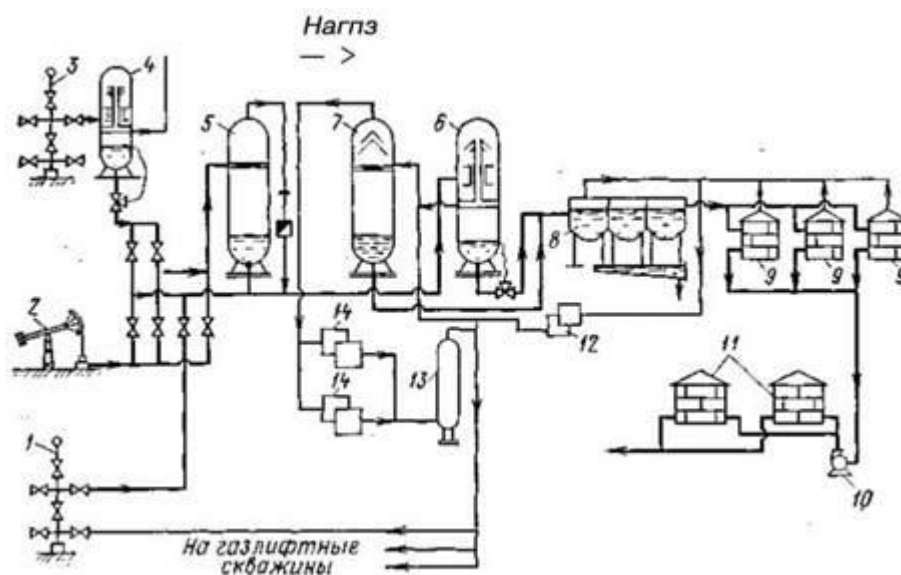


Рис. 2- Принципиальная технологическая схема промышленного сбора и транспорта нефти и газа Бароняна—Везирова:

1 — газлифтная скважина; 2 — станок-качалка; 3 — фонтанная скважина высокого давления; 4 — газосепаратор высокого давления; 5 — групповая замерная установка; 6 — газоотделитель (сепарация нефти); 7 — осушитель газа; 12 — горизонтальный отстойник; 9 — сборники нефти; 10 — насос; 11 — сырьевые резервуары установки подготовки нефти; 12— вакуум-компрессор; 13 — газосепаратор; 14 — компрессоры высокого давления

В схеме Бароняна—Везирова (рис. 2) предусматривается двухступенчатая сепарация нефти: первая ступень—при давлении около 0,4 МПа и вторая ступень— при давлении 0,1 МПа. Внедряется с 1946 г.

Назначение отдельных аппаратов, входящих в состав системы, следующее:

- газосепаратор 4 устанавливают на скважинах, если давление превышает 0,6 МПа;
- групповая замерная установка 5 служит для замера дебита скважин, к ней подключается до 8 скважин;
- в газоотделителе 6 осуществляется окончательное разгазирование нефти перед ее поступлением в резервуары;

- в горизонтальных отстойниках 8 от нефти отделяются песок, механические примеси;
- вакуум-компрессоры 12 служат для отбора газа из сборников нефти 9 и отстойников 8

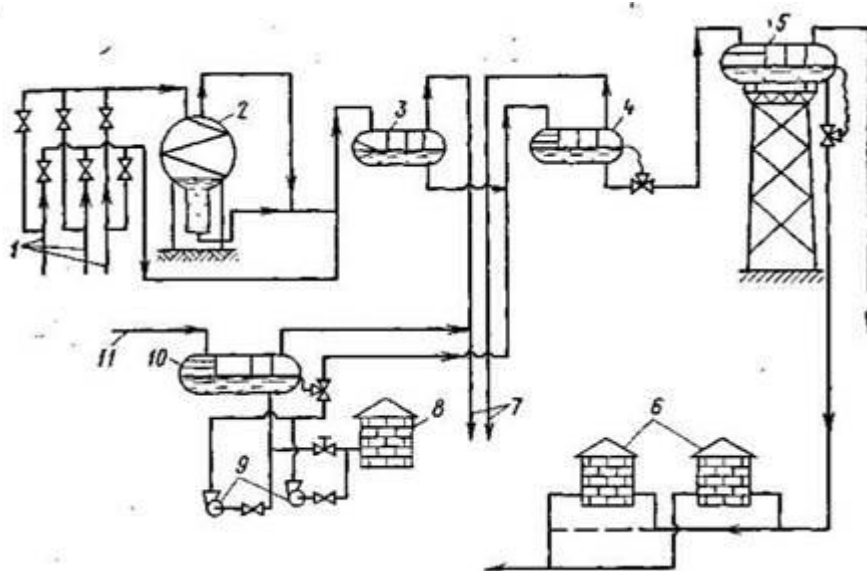


Рис. 3- Принципиальная технологическая схема промышленного сбора и транспорта нефти и газа института Гипрвостокнефть:

1-нефть и газ со скважин- 2 — групповой замерный трап; 3, 4, 5 — трапы первой, второй и третьей ступени сепарации нефти; 6 — сырьевые резервуары, установки комплексной подготовки нефти; 7 - газопровод; 8—резервуар аварийного приема нефти на ДНС; 9 — насосы; 10 — нефтегазовый сепаратор на ДНС;11- нефтепровод от групповых замерных установок

Напорная схема сбора нефти и газа института Гипрвостокнефть (рис. 3). К особенностям этой схемы относятся:

- ступенчатая сепарация нефти; I ступень осуществляется на групповых сепарационных установках при давлении, достаточном для бескомпрессорного транспортирования газа до ГПЗ или других потребителей;
- возможность транспортирования нефти с частью растворенного газа от сепарационных установок до ЦПС за счет давле-

ния сепарации или, при больших расстояниях, при помощи ДНС;

- II и III ступени сепарации нефти (осуществляются на ЦПС);
- укрупнение пунктов сбора и подготовки нефти, газа и воды, обслуживающих группу промыслов, расположенных в радиусе 50—100 км.

Из-за сложности транспортирования на большие "расстояния жирных газов второй и третьей ступеней сепарации и продуктов стабилизации нефти предлагается на одной площадке с ЦПС строить газобензиновый завод.

При напорной схеме института Гипрвостокнефть давление на устье скважин должно быть достаточным для обеспечения двух- или трехступенчатой сепарации нефти. Первая ступень сепарации осуществляется на групповых замерно-сепарационных установках при давлении 0,6—0,8 МПа, т. е. давлении, достаточном для бесперебойной подачи газа потребителю или газоперерабатывающие заводы. Затем нефть из сепараторов первой ступени вместе с частью растворенного в ней газа транспортируется до центрального сборного пункта, товарного парка или цельных промысловых сооружений, где осуществляется. Репарация второй и третьей, (если требуется) ступени.

Унифицированные технологические схемы комплексов сбора и подготовки нефти газа и воды нефтедобывающих районов месторождения в настоящее время являются обязательным руководящим документом.

Система сбора и транспортировки нефти

В систему сбора и транспорта продукции нефтяных скважин входят:

- 1) выкидные трубопроводы, обеспечивавшие сбор продукции скважин до замерных установок;
- 2) нефтегазосборные трубопроводы (нефтегазопроводы, нефтепроводы), обеспечивающие сбор продукции скважин от замерных установок до пунктов первой ступени сепарации нефти, ДНС или ЦПС;
- 3) нефтепроводы для транспортирования газонасыщенной или разгазированной обводненной или безводной нефти от пунктов сбора нефти и ДНС до ЦПС;

4) нефтепроводы для транспортирования товарной нефти от ЦПС до сооружений магистрального транспорта нефти;

5) газопроводы для транспортирования нефтяного газа от установок сепарации нефти до установок подготовки газа, КС, ЦПС, ГПЗ и собственных нужд промпредприятий;

6) газопроводы для транспортирования газа от ЦПС до сооружений магистрального транспорта газа.

Промысловые трубопроводы следует проектировать в соответствии с требованиями "Норм проектирования стальных промысловых трубопроводов"; технологические трубопроводы в пределах промышленных площадок - в соответствии с требованиями настоящих Норм (п.п. 2.96., 2.113., 2.188. - 2.205.).

Гидравлический расчет системы сбора продукции скважин должен выполняться на базе данных технологической схемы (проекта) разработки месторождения и другой технологической проектной документации на разработку месторождения, а также научных рекомендаций по реологическим и физико-химическим свойствам нефти, газа и воды, выданных проектной организации до начала проектирования.

Гидравлический расчет трубопроводов систем сбора от скважин до ДНС при движении по ним нефтегазовых (нефтеводогазовых) смесей следует выполнять по "Методике гидравлического расчета трубопроводов и систем трубопроводов при транспорте нефтегазовых смесей".

Гидравлический расчет трубопроводов должен выполняться:

- на максимальную добычу жидкости, принимаемую по данным технологической схемы (проекта) разработки, и вязкость, соответствующую обводненности на этот период;
- на максимальную вязкость и соответствующую ей добычу жидкости.

По результатам расчетов принимается ближайший в сторону увеличения внутренний диаметр трубы по ГОСТ или ТУ.

Гидравлический расчет трубопроводов при движении по ним жидкости в однофазном состоянии следует производить по формуле Дарси-Вейсбаха.

Минимальный условный диаметр выкидного трубопровода от нефтяной скважины следует принимать не менее 80 мм. Проектирование выкидных трубопроводов диаметром 100 мм и выше должно обосновываться технико-экономическими расчетами в каждом конкретном случае с учетом специфических условий их прокладки и физико-химических свойств транспортируемой нефти (жидкости).

При проектировании выкидных трубопроводов для нефтей, отлагающих парафин, следует предусматривать одно из следующих мероприятий:

- покрытие внутренних поверхностей (стекло, эмаль, лаки и др.);
- механическую очистку внутренних стенок трубопроводов от парафина путем запуска шаровых резиновых разделителей;
- ввод растворителей;
- пропарку и другие мероприятия.

Трубопроводы для транспорта нефти с температурой застывания от 15 °С и более превышающей температуру грунта на глубине их укладки должны проектироваться в соответствии с требованиями "Методики определения пускового давления для нефтепроводов транспортирующих парафиновые нефти". Температура застывания нефтей должна определяться по "Методике определения температуры застывания парафиновых нефтей. Реологические свойства".

Для обеспечения транспортирования по трубопроводам нефти с температурой застывания выше минимальной температуры грунта на глубине укладки трубопровода с высокой вязкостью (7,0-10,0 Ст) следует предусматривать инженерные решения (путевой подогрев, ввод деэмульгаторов, смешение с маловязкими нефтями, газонасыщение и т.д.).

Выкидные трубопроводы от скважин должны проектироваться в одну нитку с соблюдением принципов коридорной прокладки с другими инженерными решениями.

Раздельный сбор и транспорт разносортных нефтей и газов (соответственно обводненных и безводных, сернистых и бессернистых) и однотипных нефтей в каждом отдельном случае должны проектироваться на основании технико-экономических обоснований с учетом конкретных условий, целевого назначения использования нефти и газа, возможности

осуществления технологических процессов совместной подготовки разносортных нефтей, газа и воды, магистрального транспорта их до потребителей.

Выбор материала труб для промышленных трубопроводов следует производить в соответствии с "Инструкцией по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности" Миннефтепрома, Миннефтегазстроя, Мингазпрома и "Рекомендациями по выбору стальных электросварных труб для промышленных внеплощадочных трубопроводов объектов обустройства нефтяных месторождений на давление до 9,6 МПа (96 кгс/см²)" Миннефтепрома.

Давление испытания на прочность промышленных трубопроводов для всех нефтедобывающих районов страны (за исключением районов Крайнего Севера и приравненных к ним) следует принимать в соответствии с требованиями норм "Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ".

Для районов Крайнего Севера и приравненных к ним, давление испытания промышленных трубопроводов на прочность с учетом гидростатического напора жидкости в трубах следует принимать:

- при рабочих давлениях до 4 МПа включительно равным заводскому испытательному давлению устанавливаемой запорной арматуры;
- при рабочих давлениях свыше 4 МПа до 10 МПа равным давлению, вызывающему напряжение в металле трубы не более 0,9 предела текучести.

В любом случае испытательное давление в трубопроводе не должно превышать заводское испытательное давление для труб и арматуры.

Для защиты трубопроводов от внутренней коррозии при транспортировании газожидкостных смесей следует предусматривать:

- формирование структуры потока, предотвращающей расслоение фаз и выделение жидкости;
- ввод ингибиторов коррозии;
- внутреннее защитное покрытие труб.

Для защиты трубопроводов от почвенной коррозии должны предусматриваться изоляционное покрытие и электрохимическая защита.

Тип и толщина покрытия определяются с учетом требований ГОСТ 25812-83.

Гидравлический расчет газопроводов следует производить по формуле ВНИИгаза в соответствии с "Указаниями по гидравлическому расчету подземных магистральных газопроводов при стационарном режиме" Мингазпрома.

При транспорте газа без вывода конденсата (газожидкостной смеси) гидравлические расчеты следует выполнять согласно "Инструкции по гидравлическому расчету промысловых трубопроводов для газожидкостных смесей" ВНИИгаза, Мингазпрома.

Для сбора конденсата на газопроводах, транспортирующих влажный нефтяной газ, должны предусматриваться конденсатосборники с размещением их в наиболее низких местах рельефа местности по трассе газопровода. Суммарный объем конденсатосборников следует предусматривать на прием конденсата, образовавшегося в течении двух суток на расчетном участке его выпадения с периодическим удалением в герметичные передвижные емкости, а при наличии конденсатопровода - автоматизированную продувку или откачку конденсата в конденсатопровод.

Дожимные насосные станции.

Технологический комплекс сооружений ДНС должен обеспечивать:

- 1) первую ступень сепарации нефти;
- 2) предварительное обезвоживание нефти (при необходимости);
- 3) нагрев продукции скважин (при необходимости);
- 4) транспортирование газонасыщенной нефти на ЦПС;
- 5) бескомпрессорный транспорт нефтяного газа 1 ступени на ЦПС, ГНЗ и др.
- 6) транспортирование, при наличии предварительного сброса, подготовленной пластовой воды в систему ППД;
- 7) бригадный учет нефти, газа и подготовленной пластовой воды;
- 8) закачку химреагентов (ингибиторов, реагентов-деэмульгаторов) по рекомендациям научно-исследовательских организаций.

В состав ДНС должны входить следующие основные технологические и вспомогательные сооружения:

- блок предварительного отбора газа;
- блок сепарации нефти;
- блок насосный (с буферной емкостью);
- блок предварительного обезвоживания и очистки пластовой воды;
- блок аварийных емкостей;
- блок забора нефти;
- блок забора газа;
- блок забора воды;
- блок компрессорной воздуха для питания приборов КиА;
- блок нагрева продукции скважин (при необходимости);
- блок реагентного хозяйства для закачки реагента перед первой ступенью сепарации;
- блок закачки ингибиторов в газопроводы и нефтепроводы;
- емкость дренажная подземная.

Технологические расчеты, выбор оборудования и аппаратуры должны производиться на основе данных материального баланса.

Мощность ДНС должна рассчитываться по году максимальной добычи нефти и году максимальной добычи жидкости (по данным технологической схемы разработки) из скважин, подключенным к ДНС.

При проектировании дожимных насосных станций необходимо предусматривать:

- 1) компоновку аппаратуры и оборудования для проведения основных технологических процессов в едином технологическом блоке;
- 2) сепарацию нефти с предварительным отбором газа;
- 3) этажное расположение оборудования;
- 4) учет нефти, газа и воды по бригадам;
- 5) технологические процессы предварительного обезвоживания и очистки пластовой воды в герметизированных аппаратах при давлении первой ступени сепарации и, как правило, осуществление процесса при естественной температуре поступающего на ДНС сырья;
- 6) получение из аппаратов-отделителей воды с качеством, обеспечивающим закачку ее в продуктивные пласты без дополнительной подготовки.

На ДНС должны предусматриваться аварийные горизонтальные технологические емкости, рассчитанные на рабочее давление сепарации. Суммарный объем емкостей должен обеспечивать прием максимального объема жидкости, поступающей на ДНС в течение двух часов. Расчет производится по среднему максимальному дебиту скважин, подключенных к ДНС.

При количестве более шести горизонтальных емкостей номинальным объемом 200 м³ в качестве аварийных, следует предусматривать резервуары типа РВС с единичным объемом каждого не более 3000 м³. При этом необходимо предусматривать концевую сепарационную установку с горизонтальным сепаратором, расчетная производительность которой должна обеспечивать сепарацию максимального объема жидкости, поступающей на ДНС. Высота постаментов под концевую сепарационную установку должна обеспечивать самотечный слив разгазированной нефти в резервуары.

Производительность проектируемых ДНС по выходу жидкости после предварительного сброса воды не должна превышать 3 млн.т. в год.

При размещении ДНС на месторождениях, расположенных в заболоченных и труднодоступных местах, в районах вечной мерзлоты, пустынях (Тюменская, Томская, Иркутская области, Коми АССР, Якутская АССР, Красноярский край, Туркменская ССР), суммарный объем аварийных резервуаров типа РВС должен приниматься из расчета 8-12-часового запаса поступающей жидкости. Количество РВС и их номинальный единичный объем определяются технико-экономическими расчетами.

Высота расположения буферной емкости насоса должна определяться с учетом разности геодезических отметок нижней образующей емкости и приемного патрубка насоса, потерь давления в трубопроводе и кавитационного запаса насоса; высота постаментов под сепараторы 1 степени сепарации с учетом разности геодезических отметок нижних образующих сепаратора и буферной емкости и потерь давления в трубопроводе.

Приемный коллектор между буферной емкостью и насосами ДНС следует проектировать с уклоном в сторону насосов, без изгибов трубопроводов в вертикальной плоскости.

Дожимные насосные станции должны проектироваться блочными, автоматизированными, заводского изготовления, как правило, без постоянного обслуживающего персонала.

При проектировании ДНС должны выполняться требования п.п. 2.147 - 2.149, 2.152, 2.153 настоящих Норм.

Сброс газа при ремонте, профилактике оборудования и аварийных ситуациях должен осуществляться на факел для аварийного сжигания газа.

Компрессорная воздуха.

При проектировании компрессорных воздуха следует руководствоваться "Правилами устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов".

С целью обеспечения нормальной работы приборов КиА необходимо предусматривать в составе компрессорной аппаратуры для осушки и очистки воздуха.

Забор воздуха на компримирование должен исключать загрязнение его газами и пылью, для чего заборная труба должна быть выведена на высоту не менее 2 м от верхней отметки крыши компрессорной.

Компрессорные должны быть оборудованы ресиверами, маслоотделителями и концевыми холодильниками. Объем ресивера следует принимать из условия запаса сжатого воздуха для работы контрольно-измерительных приборов и средств автоматики в течение не менее одного часа.

Компрессорные, подающие воздух на приборы автоматического контроля, должны иметь 100 % резерв по компрессорным машинам.

Рабочее давление компрессорных низкого давления следует принимать не менее 0,8 МПа (8 кгс/см²).

Компрессорные воздуха на площадках ДНС и сепарационных установках следует проектировать в блочном исполнении.

Узлы ввода реагента.

Узлы ввода реагента объектов и сооружений сбора и транспорта нефти и газа должны включать:

- блок для дозирования и подачи деэмульгаторов;
- блок для дозирования и подачи ингибиторов;
- блок для подачи химреагентов;
- склад для хранения химреагентов;

В качестве блоков для дозирования химреагентов должны использоваться блоки заводского изготовления, причем насосная должна иметь резерв в количестве одного насоса.

Блоки могут размещаться в одном или нескольких местах технологического комплекса сбора и транспорта нефти и газа (на устьях скважин, ЗУ, кустах скважин, ДНС и др.).

Склад для хранения химреагентов должен иметь грузоподъемное устройство, размещаться в здании или под навесом с соблюдением правил пожарной безопасности.

Норма запаса реагентов на складе при хранении его в бочках - до 30 суток. При доставке реагентов водным транспортом норму запасов и складирования их следует принимать на весь период закрытия навигации.

Факельная система для аварийного сжигания газа ДНС.

В факельную систему следует направлять:

- нефтяной газ, который не может быть принят сооружениями по подготовке к транспорту ввиду их остановки на ремонт или в аварийной ситуации;
- газ от продувки оборудования и трубопроводов.

Диаметр и высота факела должны определяться расчетным путем с учетом допустимой концентрации вредных веществ в приземном слое воздуха в соответствии с "Указаниями по расчету рассеивания в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятия", а также допустимых тепловых воздействий на человека и объекты, и быть не менее 10 м - для газов, не содержащих сероводород, и 35 м - для газов, содержащих сероводород. При этом скорость газа в устье факельного ствола должна приниматься с учетом исключения возможности отрыва пламени, но не более 80 м/с. Факел должен быть оборудован

автоматическим дистанционным зажиганием и самостоятельным подводом топливного газа к запальному устройству.

Для улавливания конденсата и влаги перед факельной трубой должна предусматриваться емкость (конденсатосборник) и предусматриваться ее (его) опорожнение по мере заполнения на прием насосов ДНС.

Способ прокладки факельных газопроводов (подземный, наземный, надземный) определяется при конкретном проектировании. При этом должен быть обеспечен уклон не менее 0,002 в сторону сооружений по сбору конденсата.

АГЗУ их типы, технические характеристики.

Для автоматического измерения дебита скважин при однетрубной системе сбора нефти и газа, для контроля за работой скважины по наличию подачи жидкости, а также для автоматической или по команде с диспетчерского пункта блокировки скважины или установки в целом при возникновении аварийных ситуаций применяют блочные автоматизированные групповые замерные установки, в основном двух типов: «Спутник А» и «Спутник Б».

Примеры модификации установок первого типа: «Спутник А-16-14/400», «Спутник А- 25 -10/1500», «Спутник А-40-14/400».

В указанных шифрах первая цифра обозначает рабочее давление в кгс/см², на которое рассчитана установка, вторая - число подключенных к групповой установке скважин, третья - наибольший измеряемый дебит в м³/сут.

«Спутник А» состоит из двух блоков: замерно-переключающего блока, КИП и автоматики.

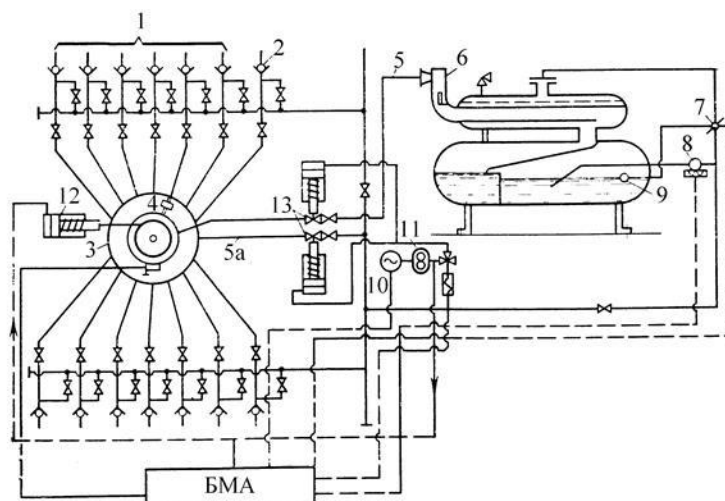


Рис.5- Принципиальная схема автоматизированной групповой замерной установки «Спутник А» :

1 – выкидные линии от скважин; 2 – обратные клапаны; 3 – многоходовой переключатель скважин (ПСМ); 4 – каретка роторного переключателя скважин; 5 – замерный патрубок от одиночной скважины; 5а – сборный коллектор; 6 – гидроциклонный сепаратор; 7 – заслонка; 8 – турбинный счетчик; 9 – поплавковый регулятор уровня; 10 – электродвигатель; 11 – гидропривод; 12 – силовой цилиндр; 13 – отсекатели

«Спутник-А» работает по задаваемой программе, обеспечивающей поочередное подключение на замер скважин на строго определенное время. Продолжительность замера продукции одной скважины определяется требованиями службы разработки НГДУ при помощи реле времени, установленного в БМА (блок местной автоматизации).

Поочередное подключение скважин на замер осуществляется при помощи многоходового переключателя скважин 3, в который поступает продукция всех скважин по выкидным линиям 1. Каждый секторный поворот роторной каретки переключателя 4 обеспечивает поступление продукции одной из подключенных скважин через замерный патрубок 5 в гидроциклонный сепаратор 6. Продукция остальных скважин в это время проходит в сборный коллектор 5а. В гидроциклонном сепараторе 6 свободный газ отделяется от жидкости.

Объем жидкости скважины, подключенной на замер, измеряется путем кратковременных пропусков накапливающейся в сепараторе

жидкости через турбинный счетчик 8, установленный выше уровня жидкости в технологической емкости гидроциклонного сепаратора.

Накопление жидкости в нижнем сосуде сепаратора до заданного верхнего уровня и выпуск ее до нижнего уровня осуществляется при помощи поплавкового регулятора 9 и заслонки 7 на газовой линии. Всплытие поплавка регулятора до верхнего уровня вызывает закрытие газовой линии и, следовательно, повышение давления в сепараторе, в результате чего жидкость продавливается из сепаратора через турбинный счетчик 8.

При достижении поплавком нижнего заданного уровня заслонка 7 открывается, давление между сепаратором и коллектором выравнивается, и продавливание жидкости прекращается. Время накопления жидкости в сепараторе и число пропусков жидкости через счетчик 8 за время замера зависит от дебита измеряемой скважины.

Дебит каждой скважины определяют путем регистрации накапливаемых объемов жидкости в м^3 , прошедших через турбинный счетчик, на индивидуальном счетчике импульсов в блоке БМА. Следующая скважина переключается на замер по команде с БМА при помощи электродвигателя 10, гидропривода 11 и силового цилиндра 12, который поворачивает каретку переключателя 4 в очередное положение.

Турбинный счетчик 8 одновременно служит сигнализатором периодического контроля за подачей скважины. Если контролируемая скважина не подает жидкость, то БМА подает аварийный сигнал в систему телемеханики.

Аварийная блокировка всех скважин в случае повышения давления в коллекторе или его повреждения автоматически осуществляется при помощи отсекаелей 13.

«Спутник-А» имеет рабочее давление от 1,5 до 4 МПа при максимальной производительности скважины по жидкости $400 \text{ м}^3/\text{сут.}$ и вязкости жидкости не более 80 сСт. При указанных параметрах паспортная погрешность измерения дебита жидкости Спутником-А равна $\pm 2,5\%$. Блоки Спутника-А могут обогреваться, и поэтому они рассчитаны для применения на площадях нефтяных месторождений Западной

Сибири, Коми АССР, Татарии, Башкирии и других районов, характеризующихся низкими температурами окружающей среды.

Недостаток «Спутника-А» – невысокая точность измерения расхода нефти расходомером турбинного типа, обусловленная плохой сепарацией газа от нефти в гидроциклонном сепараторе вследствие попадания в счетчик 8 вместе с жидкостью пузырьков газа.

На установках типа «Спутник Б» принцип измерения продукции скважин тот же. Примеры обозначения их модификаций: «Спутник Б-40-14/400», «Спутник Б-40-24/400». Первая модификация рассчитана на подключение 14 скважин, вторая - 24.

В отличие от «Спутника А» в «Спутнике Б» предусмотрены: возможность отдельного сбора обводненной и не обводненной продукции скважин, определение содержания воды в ней, измерение количества газа, а также дозирование химических реагентов в поток нефти и прием резиновых шаров, запускаемых на скважинах для депарафинизации выкидных линий.

Для измерения количества продукции малодебитных скважин находят применение: установки типа БИУС-40; «Спутник АМК-40-8-7,5»; АСМА; АСМА-СП-40-8-20; АСМА-Т; Микрон и др.

Спутник-В предназначен для тех же целей, что и Спутник-А, однако работает он на совершенно другом принципе. Расход жидкости в Спутнике-В определяется с помощью взвешивания ее в тарированной емкости.

Схема Спутника-В, разработанного Грозненским филиалом ВНИИКАНефтегаз, приведена на рис. 6.

Измерение продукции скважин с помощью Спутника-В проводится следующим образом.

Нефтегазовая смесь от скважины подается в распределительную батарею 1 и далее через трехходовой клапан 4 может направляться или в линию 5 для измерения расхода жидкости и газа в сепараторе 10 или в линию 6, общую для безводной нефти, поступающей со всех скважин. Как обводненные, так и безводные скважины переключаются на замер автоматически через определенное время при помощи БМА и трехходовых клапанов 4. Количество жидкости, попавшей в сепаратор 10, измеряется

при помощч. оттарированной емкости 14, гамма-датчиков 9, подающих сигнал об уровнях жидкости на БМА, и плоской оттарированной пружины 15. Дебит жидкости определяется путем измерения веса жидкости, накапливаемой в объеме между гамма-датчиками верхнего и нижнего уровней 9, и регистрации времени накопления этой жидкости.

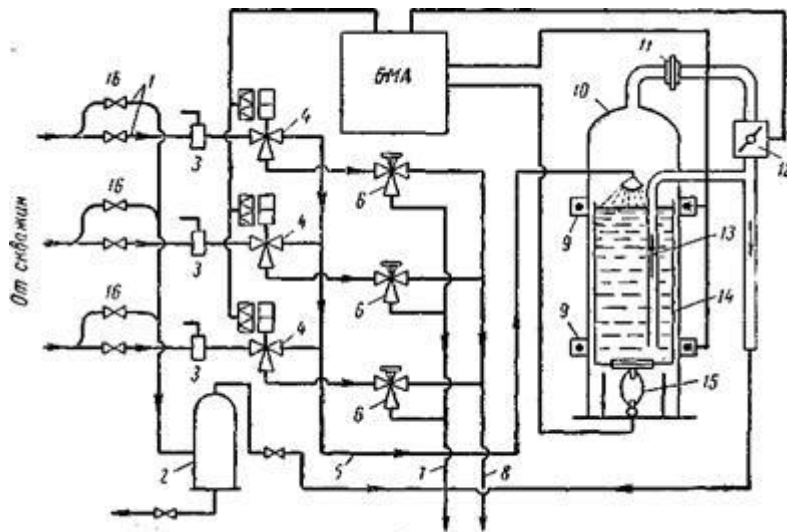


Рис. 6- Принципиальная схема установки Спутник-В.

1—распределительная батарея; 2— емкость улавливания шаров; 3—штуцеры; 4 — трехходовые клапаны; 5 —за мерная линия; 6 — трехходовые краны; 7—коллектор обводненной нефти; 8 — коллектор безводной нефти; 9 — гамма-датчики нижнего и верхнего уровня жидкости; 10 — сепаратор; 11 — диафрагма; 12 — заслонка; 13 — сифон; 14 — тарированная емкость; 15 — тарированная пружина; 16 - равнопроходные задвижки.

Недостатком Спутника-В является ограниченная возможность применения его для измерения дебитов парафинистой нефти, так как отложения парафина в тарированной емкости 14 влияют на результаты измерения вследствие изменения веса измеряемой жидкости.

На ЦПС сырая нефть проходит полный цикл обработки, который включает двух- или трехступенчатое разгазирование нефти с помощью сепараторов и доведение нефти по упругости насыщенных паров до необходимых кондиций. Газ после сепарации очищается от капельных жидкостей и подается на утилизацию или переработку. Газ первой и второй ступени сепарации транспортируется под собственным давлением.

Газ концевой ступени для дальнейшего использования требует компримирования.

Здесь же на ЦПС производится обезвоживание и обессоливание нефти до товарных кондиций. Попутно добываемые воды отделяются от сырой нефти на установке подготовки нефти (УПН) в составе ЦПС. В специальном резервуаре происходит отстаивание нефти, подогрев нефтяной эмульсии в трубчатых печах и обессоливание. После этого товарная нефть поступает в резервуар с последующей откачкой в МН.

Резервуарные парки.

Наличие резервного парка емкостей - обязательный атрибут всех технологических схем сбора, подготовки и транспортировки нефти. Стандартные резервуары типа РВС используются для создания запасов:

- сырья, поступающего на УПН, необходимого в количестве суточного объема продукции скважин;
- товарной нефти в объеме суточной производительности УПН.

Кроме того, резервуары различных объемов необходимы для приема пластовых и сточных вод, а также для аварийных сбросов.

Для сброса парафиновых отложений от зачистки (пропарки) резервуаров устраиваются земляные амбары-накопители. Кроме того резервуары являются источником загрязнения атмосферы за счет испарения хранящихся в них УВ.

Модуль 2. Трубопроводный транспорт нефти и газа.

Магистральные нефтепроводы.

По своему назначению нефтепроводы подразделяются на три группы:

- внутренние – предназначенные для соединения различных объектов и установок на промыслах, нефтескладах и перекачивающих станциях;
- местные – соединяющие промыслы с головными сооружениями магистрального нефтепровода, нефтеперерабатывающие заводы с пунктами налива в железнодорожные цистерны или водный транспорт. Их протяженность может достигать нескольких десятков километров;
- магистральные – предназначенные для транспортирования больших грузопотоков нефти на значительные расстояния (до нескольких тысяч километров). Характеризуются наличием нескольких перекачивающих станций и относительной непрерывностью работы. Рабочее давление в магистральных нефтепроводах обычно достигает 5...7,5 МПа.

К магистральным нефтепроводам относятся трубопроводы протяженностью свыше 50 км, диаметром от 219 до 1220 мм включительно, предназначенных для перекачки товарной нефти из районов добычи или хранения до мест потребления (перевалочных нефтебаз, НПЗ, пунктов налива и др.).

Состав сооружений МНП и оборудование насосных станций.

Основные объекты и сооружения МН.

В состав магистрального нефтепровода входят следующие комплексы сооружений (рис. 7):

- подводящие трубопроводы, связывающие источники нефти (промысловый нефтесборный пункт) с головными сооружениями трубопроводов;
- головная нефтеперекачивающая станция (ГНПС), на которой производится прием нефти, ее учет и перекачка на следующую станцию;

- промежуточные нефтеперекачивающие станции (НПС), предназначенные для создания необходимого рабочего давления и дальнейшей перекачки;

- конечный пункт (КП), на котором осуществляется сдача нефти из нефтепровода, ее учет и распределение потребителям;

- линейные сооружения.

К линейным сооружениям магистрального нефтепровода относятся:

- трубопровод, который в зависимости от условий прокладки (геологических и климатических) прокладывается в подземном (в траншее), наземном (в насыпи) либо в надземном (на опорах) вариантах. Для магистральных нефтепроводов обычно применяются стальные сварные трубы диаметром до 1220 мм. Толщина стенки рассчитывается исходя из максимального давления, развиваемого перекачивающими станциями;

- линейная запорная арматура, предназначенная для перекрытия участков нефтепровода при авариях и ремонте. В зависимости от рельефа местности интервал между линейными задвижками должен составлять 15...20 км.

- переходы через естественные и искусственные препятствия:

 - подводные переходы* (выполняются в две нитки при ширине водной преграды в межень 75 м и более);

 - переходы через автомобильные и железные дороги*, прокладываемые в защитных кожухах (футлярах);

 - надземные переходы* через овраги, ущелья и т. п.;

- узлы пуска и приема средств очистки и диагностики (СОД), предназначенные для очистки внутренней поверхности трубопровода в процессе эксплуатации, а также для запуска и приема внутритрубных инспекционных снарядов..

- станции противокоррозионной (катодной, дренажной, протекторной) защиты трубопровода;

- линии связи и электропередачи. Линия связи имеет в основном диспетчерское назначение и является ответственным сооружением. Нарушение связи приводит, как правило, к остановке перекачки. Линия

электропередачи (ЛЭП) предназначена для питания вспомогательных систем и станций катодной защиты (СКЗ);

- вдольтрассовые дороги, аварийно-восстановительные пункты (АВП), дома линейных обходчиков (10...20 км), вертолетные площадки.

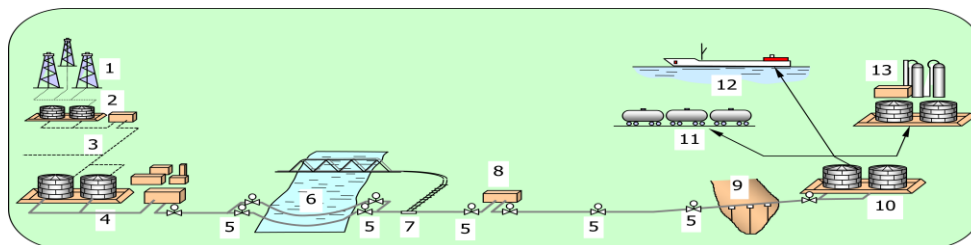


Рис. 7 – Схема промысловых сооружений и магистрального нефтепровода
 1 – промыслы; 2 – нефтесборный пункт; 3 – подводящие трубопроводы; 4 – головная нефтеперекачивающая станция; 5 – линейная задвижка; 6 – подводный переход; 7 – переход под железной дорогой; 8 – промежуточная нефтеперекачивающая станция; 9 – надземный переход через овраг (ручей); 10 – конечный пункт нефтепровода (нефтебаза); 11 – пункт налива нефти в железнодорожные цистерны; 12 – нефтеналивной терминал; 13 – пункт сдачи нефти на нефтеперерабатывающем заводе

На магистральных нефтепроводах большой протяженности должна предусматриваться организация **эксплуатационных участков** длиной 400...600 км каждый (рис. 8). На границах эксплуатационных участков располагаются нефтеперекачивающие станции, состав которых аналогичен ГНПС, но с резервуарным парком меньшей вместимости ($0,3...0,5$ суточной производительности нефтепровода $Q_{сут}$). Эта емкость должна быть увеличена до $1,0...1,5 Q_{сут}$ в случае проведения на таких нефтеперекачивающих станциях прямо-сдаточных операций.

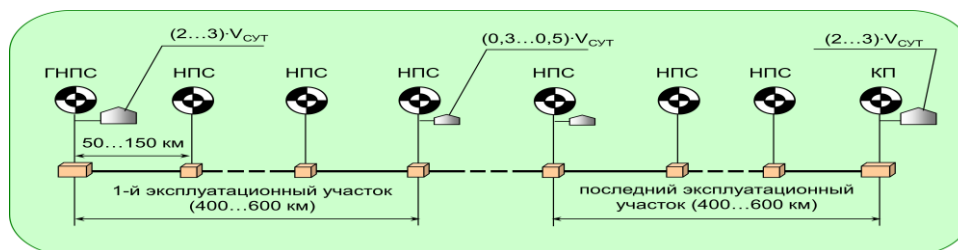


Рис. 8 – Схема эксплуатационных участков магистрального нефтепровода

В завершении пути следования нефть поступает на **конечный пункт**. Здесь производится ее прием, учет, перевалка на другие виды транспорта или сдача потребителю. Резервуарный парк КП должен иметь такую же вместимость, что и резервуарный парк ГНПС.

Основные объекты и сооружения нефтеперекачивающих станций.

Нефтеперекачивающие станции (НПС) представляют собой сложный комплекс сооружений для подачи транспортируемой нефти в магистральный трубопровод. Они подразделяются на головную и промежуточные.

Головная перекачивающая станция (ГНПС) магистрального нефтепровода обеспечивает прием нефти с установок подготовки и закачку ее в трубопровод. ГНПС располагает резервуарным парком, вмещающим 2...3-х суточный запас производительности нефтепровода, подпорной насосной, узлом учета нефти, магистральной насосной, узлом регулирования давления, площадкой с предохранительными устройствами для сброса избыточного давления при гидравлических ударах, фильтрами-грязеуловителями, а также технологическими трубопроводами. Располагается ГНПС вблизи от нефтепромыслов.

Промежуточные нефтеперекачивающие станции предназначены для поддержания необходимого давления в магистральном нефтепроводе в процессе перекачки. В отличие от ГПС в их состав, как правило, не входят резервуарный парк, подпорная насосная и узел учета. По трассе нефтепровода ППС располагаются согласно гидравлическому расчету с интервалом от 50 до 200 км.

Оборудование НПС условно разделяется на основное и вспомогательное. К основному оборудованию относятся насосы и их привод, а к вспомогательному – оборудование, необходимое для нормальной эксплуатации основного: системы энергоснабжения, смазки, канализация, отопление, вентиляция и т. д.

Генеральный план нефтеперекачивающей станции (НПС).

Размещение объектов НПС на местности должно производиться исходя из комплексного решения планировки и благоустройства территории, транспортных коммуникаций и инженерных сетей в

соответствии с конкретными геологическими и гидрологическими условиями и рельефом местности. Расположение объектов на площадке НПС должно отвечать требованиям существующих строительных, противопожарных и санитарных норм.

Площадки станций следует размещать ниже по течению реки по отношению к ближайшим населенным пунктам и по возможности приближать к существующим дорогам. Размеры площадки следует принимать минимально необходимыми с учетом рациональной плотности застройки, а также возможного расширения НПС.

Рельеф площадки должен быть спокойным, пологим, с определенно выраженным уклоном для удобства отвода поверхностных вод, создания благоприятных условий самотечной канализации и возможности проведения самотечных технологических операций. Грунты на площадке должны обеспечивать достаточную несущую способность, быть сухими с низким уровнем грунтовых вод. Недопустимо расположение площадок станций на заливных территориях и участках, подверженных оползневым явлениям.

Генеральный план станции должен обеспечивать наиболее экономичный производственный процесс на минимальной территории с учетом размещения во всех возможных случаях технологического оборудования на открытых площадках. При разработке генерального плана обеспечивают наиболее рациональное расположение зданий и сооружений с учетом сторон света и преобладающего направления ветров, предусматривают возможность строительных и монтажных работ современными методами с применением строительных машин новых конструкций.

На рисунке 9 в качестве примера приведен генеральный план НПС с резервуарным парком. В состав сооружений входят: основная и подпорная насосная; камера приема-пуска скребка, совмещенная с узлом подключения НПС к магистральному трубопроводу, сеть технологических трубопроводов с площадками фильтров и камерами задвижек; понижающую трансформаторную электроподстанцию; узел учета нефти; комплекс сооружений по водоподготовке и водоснабжению станции и жилого поселка; комплекс сооружений хозяйственно-фекальной и

промышленно-ливневой канализации; котельную с тепловыми сетями; объекты вспомогательных служб (инженерно-лабораторный корпус, пожарное депо, узел связи, мастерские КИП); административный блок и складские помещения. В некоторых случаях могут быть использованы отдельные сооружения (котельные, системы канализации, водоснабжения и др.) уже имеющихся предприятий.

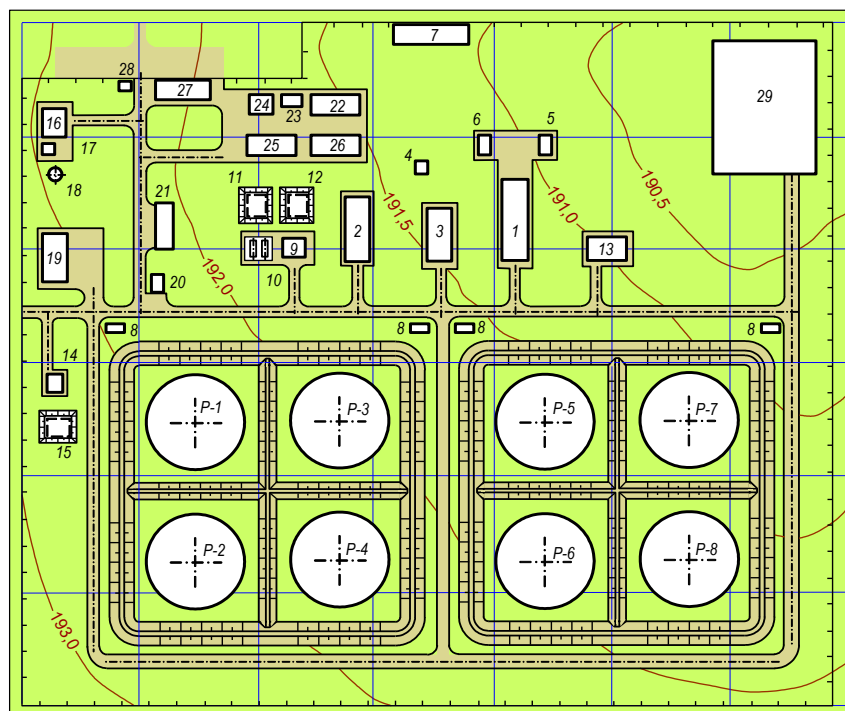


Рис. 9 – Генеральный план НПС с резервуарным парком

1 – основная насосная; 2 – подпорная насосная; 3 – узел учета нефти; 4 – площадка фильтров грубой очистки; 5 – блок регуляторов давления; 6 – резервуар сбора утечек; 7 – узел приема-пуска СОД; 8 – камера с задвижками; 9 – насосная пенотушения; 10 – резервуары с раствором пенообразователя; 11, 12 – резервуары противопожарного запаса воды; 13 – трансформаторная подстанция; 14 – водонасосная; 15 – резервуар для воды; 16 – котельная; 17 – насосная при котельной; 18 – резервуар для котельного топлива; 19 – пожарное депо; 20 – лабораторный корпус; 21 – бытовое помещение; 22 – гараж; 23 – склад ГСМ; 24 – ремонтно-эксплуатационный блок; 25 – механические мастерские; 26 – склад; 27 – административный корпус; 28 – проходная; 29 – комплекс очистных сооружений; P1...P8- резервуары

Технологическая схема нефтеперекачивающих станций.

Технологической схемой НПС называется принципиальная схема коммуникаций, обеспечивающих проведение операций по перекачке.

Основными требованиями к технологической схеме являются:

- простота;
- выполнение предусмотренных технологических операций;
- минимальная протяженность соединительных трубопроводов;
- минимальное количество запорной и регулирующей арматуры.

На рисунке 10 приведена технологическая схема НПС с резервуарным парком.

Поступая на площадку перекачивающей станции, нефть проходит через узел приема-пуска средств очистки и диагностики (СОД), следует через фильтры грубой очистки к узлу учета нефти. Узел учета нефти оборудован фильтрами тонкой очистки и поточными расходомерами (СР). Далее нефть по коллекторам поступает к любому из резервуаров.

Из резервуарного парка нефть откачивается подпорными насосами, проходит через узел учета к магистральной насосной. Далее поток нефти через узел регуляторов давления и камеру пуска скребка направляется в магистральный трубопровод.

На приведенной технологической схеме для простоты не показаны линии трубопроводов в обход резервуарного парка, системы сбора утечек нефти из уплотнений насосов и системы защиты от гидравлического удара.

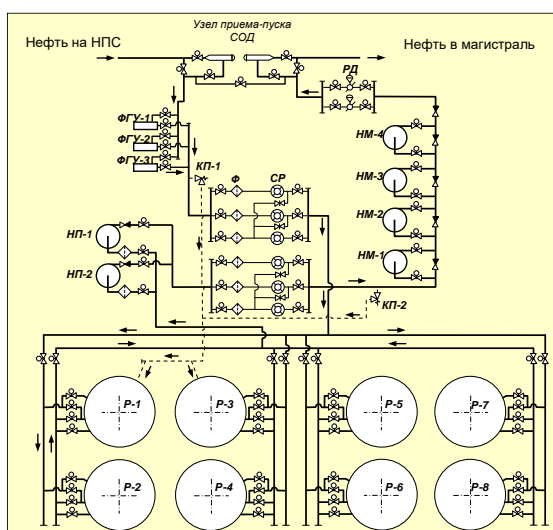


Рис. 10 – Технологическая схема ГНПС (НПС с резервуарным парком)

Принципиальная технологическая схема промежуточной НПС приведена на рисунке 11. Она включает магистральную насосную, площадку регуляторов давления, узел пропуска СОД, а также площадку с фильтрами-грязеуловителями. Нефть, поступающая из магистрального трубопровода, сначала проходит через фильтры-грязеуловители, затем приобретает в насосах энергию, необходимую для дальнейшей перекачки, и после регулирования давления на площадке, закачивается в следующий участок магистрального нефтепровода.

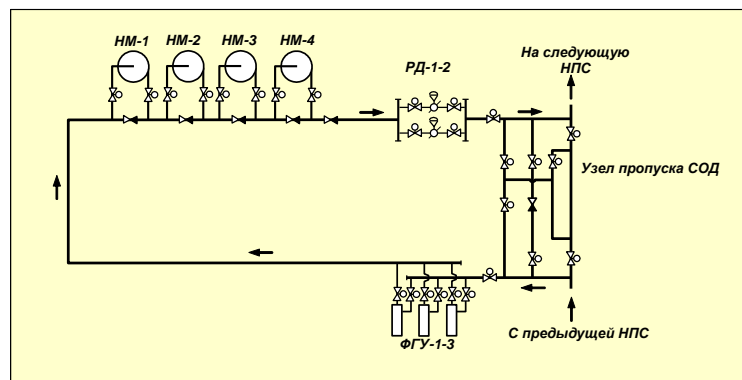


Рисунок 5 – Технологическая схема промежуточной НПС

Насосно-силовое оборудование.

К основному оборудованию НПС относятся насосы и их привод. Насосами называются гидравлические машины, которые служат для перекачки жидкостей.

При трубопроводном транспорте нефти используются центробежные насосы. Конструктивно (рис. 12) они представляют собой улиткообразный корпус (элементами которого являются спиральная камера 3, всасывающий 1 и нагнетательный 2 патрубки), внутри которого вращается закрепленное на валу рабочее колесо 4. Последнее состоит из двух дисков, между которыми находятся лопатки, загнутые в сторону, обратную направлению вращения.

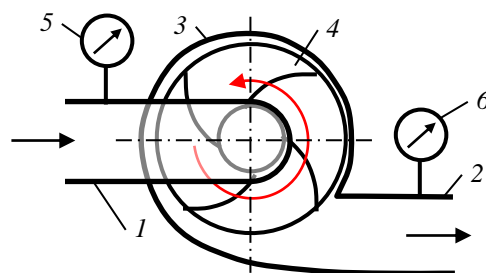


Рис. 12– Центробежный насос

1 – всасывающий патрубок насоса; 2 – нагнетательный (напорный) патрубок; 3 – спиральная камера; 4 – рабочее колесо; 5 – мановакуумметр; 6 – манометр.

Принцип работы центробежных насосов следующий. Из всасывающего трубопровода через всасывающий патрубок жидкость поступает на быстро вращающиеся лопатки рабочего колеса 4, 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 2, где по мере уменьшения скорости увеличивается давление жидкости. Далее жидкость поступает в напорный трубопровод. Для контроля за работой насоса измеряют давление в его всасывающем и нагнетательном патрубках с помощью мановакуумметра 5 и манометра 6.

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 (рис. 13).

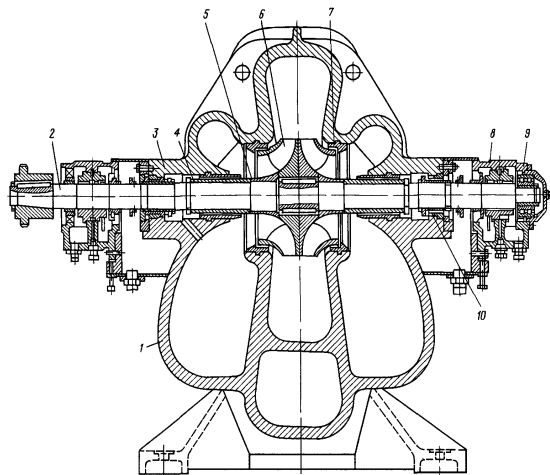


Рис. 13 – Магистральный насос типа НМ

1, 3 – нижняя и верхняя части корпуса; 2 – вал; 4, 5 – втулки; 6 – рабочее колесо; 7 – уплотняющие кольца; 8 – подшипники скольжения; 9 – радиально-упорный сдвоенный шарикоподшипник; 10 – уплотнение торцевого типа

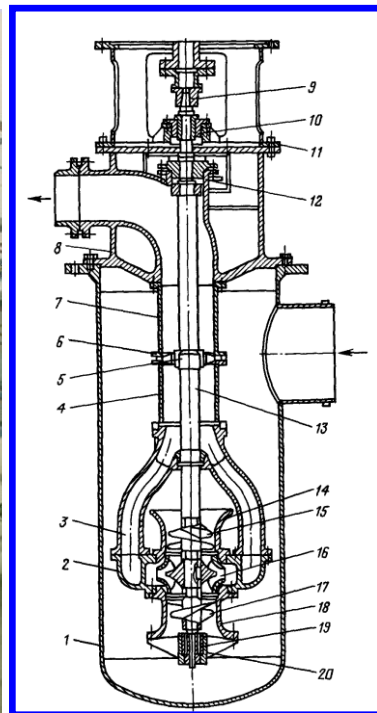


Рис. 14 – Подпорный вертикальный насос типа НПВ

1 – стакан; 2 – спиральный корпус; 3 – переводной канал; 4, 7 – напорные секции; 5, 20 – крестовины; 6, 9, 19 – подшипники скольжения; 8 – напорная крышка; 10 – сдвоенные радиально-упорные

шарикоподшипники; 11 – фонарь; 12 – торцевые уплотнения; 13 – вал; 14, 18 – подводы; 15, 17 – предвключенные колеса; 16 – рабочее колесо

Главное назначение подпорных насосов – создание на входе в основные насосы избыточного давления, обеспечивающего их устойчивую работу. При подачах 2500 м³/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 (рис. 14).

Как правило, магистральные насосные агрегаты соединяют последовательно по схеме – 2...3 рабочих насоса плюс один резервный. Соединение подпорных насосов выполняется по параллельной схеме – 1...2 рабочих насоса плюс один резервный. Суммарная подача работающих подпорных насосов должна соответствовать подаче магистрального насоса.

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, отделенной 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.

Рабочие характеристики насосных агрегатов и станций.

Характеристиками центробежных насосов называются зависимости развиваемого напора H , потребляемой мощности N , коэффициента полезного действия η и допустимого кавитационного запаса Δh от подачи Q (рис. 15).

Характеристикой перекачивающей станции принято называть суммарную зависимость напорных характеристик $H(Q)$ для всех работающих насосов на ПС.

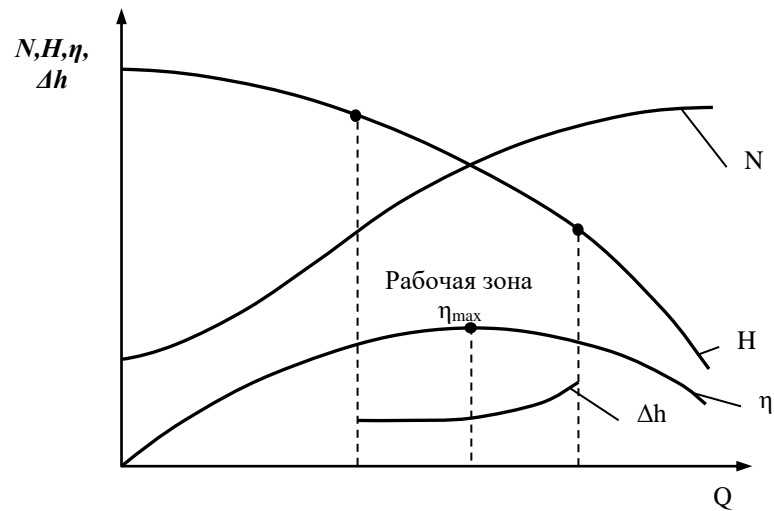


Рис. 15 – Характеристики центробежного насоса

Для определения суммарной напорной характеристики нескольких параллельно работающих насосов складываются абсциссы характеристик $H(Q)$ (рис. 16).

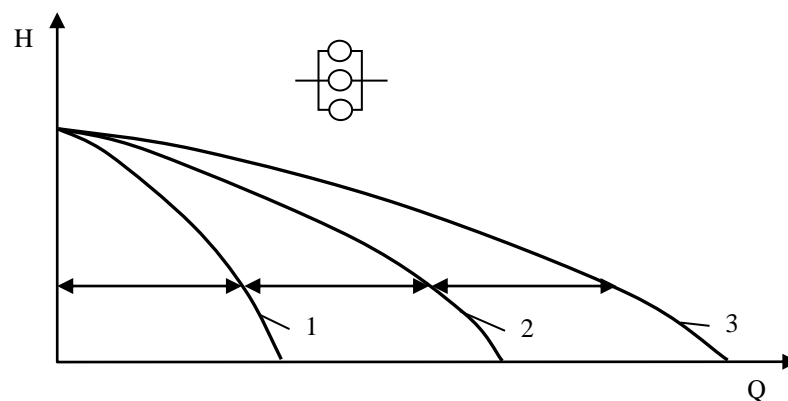


Рис. 16 – Суммарная характеристика $H(Q)$ параллельно соединенных насосов

1 – одного насоса; 2 – двух насосов; 3 – трех насосов

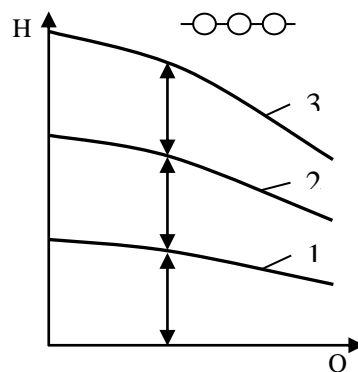


Рис. 17 – Суммарная характеристика $H(Q)$ последовательно соединенных насосов

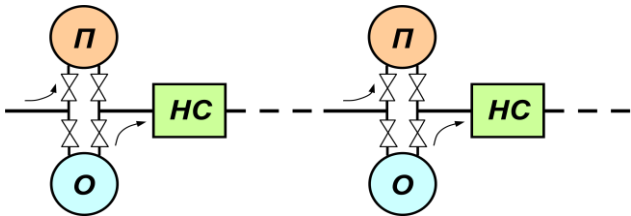
1 – одного насоса; 2 – двух насосов; 3 – трех насосов

При последовательном соединении производится сложение ординат (напоров насосов), соответствующих одинаковым расходам (рис 17).

Системы перекачки.

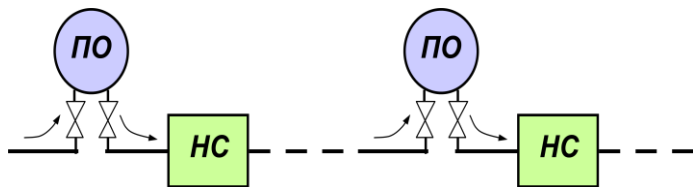
В зависимости от оснащённости перекачивающих станций возможны четыре системы перекачки: постанционная, через резервуар насосной станции, перекачка с подключенным резервуаром и перекачка из насоса в насос.

При постанционной перекачке нефть поочередно принимают в один из резервуаров перекачивающей станции, а откачивают из другого. Эта система позволяет достаточно точно учитывать перекачиваемую нефть по замерам уровня в резервуарах. Основной недостаток системы – большие потери от испарения при заполнении-опорожнении резервуаров (потери от «больших дыханий»), а также значительная металлоемкость.



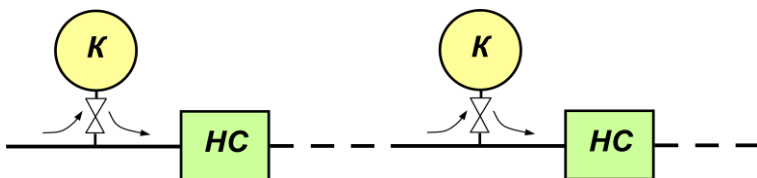
из резервуаров перекачивающей станции, а откачивают из другого. Эта система позволяет достаточно точно учитывать перекачиваемую нефть по замерам уровня в резервуарах. Основной недостаток системы – большие потери от испарения при заполнении-опорожнении резервуаров (потери от «больших дыханий»), а также значительная металлоемкость.

При перекачке через резервуар ПС нефть от предыдущей станции поступает в резервуар, который служит буферной емкостью, и одновременно из него откачивается. Вследствие перемешивания нефти в резервуаре потери от испарения также велики.



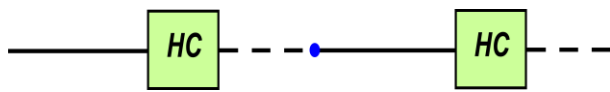
При перекачке через резервуар ПС нефть от предыдущей станции поступает в резервуар, который служит буферной емкостью, и одновременно из него откачивается. Вследствие перемешивания нефти в резервуаре потери от испарения также велики.

При перекачке с подключенным резервуаром нефть через резервуар не проходит, поскольку он соединен с отводом от всасывающей линии станции. Уровень в резервуаре изменяется незначительно в зависимости от величины разности расходов, которые обеспечивают данная и предыдущая ПС. При равенстве этих расходов уровень нефти остается практически



При перекачке с подключенным резервуаром нефть через резервуар не проходит, поскольку он соединен с отводом от всасывающей линии станции. Уровень в резервуаре изменяется незначительно в зависимости от величины разности расходов, которые обеспечивают данная и предыдущая ПС. При равенстве этих расходов уровень нефти остается практически

неизменным. Потери от испарения определяются суточными колебаниями температур (потери от «малых дыханий»).



Система перекачки из насоса в насос осуществляется при

отключении резервуаров промежуточных перекачивающих станций. Их используют только для приема нефти из трубопровода в случае аварий или ремонта. При отключенных резервуарах исключаются потери от испарения и полностью используется подпор, передаваемый от предыдущей ПС.

Первые три из вышеперечисленных систем перекачки – следствие применения поршневых насосов для транспорта нефти, поскольку существенно уменьшается воздействие от гидравлического удара на трубопровод. При использовании центробежных насосов наиболее предпочтительна система перекачки из насоса в насос, так как она позволяет достичь полной синхронизации работы ПС.

Таким образом, система перекачки из насоса в насос является основной и наиболее широко используемой на промежуточных ПС, расположенных внутри эксплуатационных участков. Перекачка с подключенным резервуаром применяется на перекачивающих станциях, расположенных на границах соседних эксплуатационных участков. Головная перекачивающая станция магистрального нефтепровода может работать по системе постанционной перекачки.

Прохождение нефти по нефтепроводу.

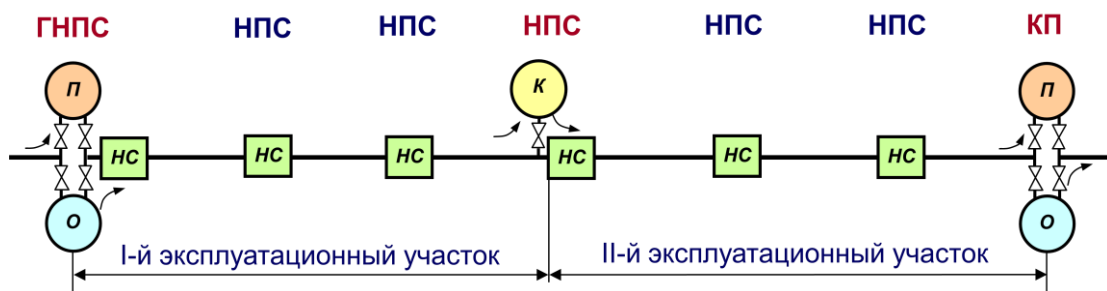


Рис.18 – Схема нефтепровода

ГНПС работает по системе постанционной перекачки.

Промежуточные НПС работают по системе «из насоса в насос».

На границе эксплуатационных участков НПС могут работать по системам перекачки с подключенными резервуарами или постанционной.

Технологический расчет магистральных нефтепроводов.

Технологический расчет магистрального нефтепровода предусматривает решение следующих основных задач:

- определение оптимальных параметров нефтепровода. К ним относятся диаметр трубопровода, давление на перекачивающих станциях, толщина стенки трубопровода, число нефтеперекачивающих станций;
- расстановка станций по трассе нефтепровода;
- расчет эксплуатационных режимов нефтепровода.

Для определения оптимальных параметров нефтепровода обычно задаются несколькими значениями его диаметра, после чего выполняются гидравлический и механический расчеты. Результатом этих расчетов является определение числа ПС и толщины стенки трубы для каждого конкурирующего варианта. Наилучший вариант находят из сравнительной оценки эффективности инвестиций, т. е. экономическим расчетом.

Исходные данные для технологического расчета.

Проектирование нефтепровода выполняется на основании проектного задания, в котором указываются:

- начальный и конечный пункт трубопровода;
- потребность в перекачке нефти (на перспективу);
- пропускная способность в целом по системе и по участкам;
- размещение пунктов путевых сбросов (подкачек) нефти;
- сроки ввода в эксплуатацию нефтепровода по очередям строительства.

Профиль трассы.

Профилем трассы называется графическое изображение рельефа местности, построенное по особым правилам:

- наносятся только характерные точки трассы (вершины, впадины, изломы), которые соединяются ломаной линией;
- расстояния между характерными точками откладываются только по горизонтали, а их геодезические (высотные) отметки – по вертикали;
- горизонтальный (Мг) и вертикальный (Мв) масштабы различаются по величине.

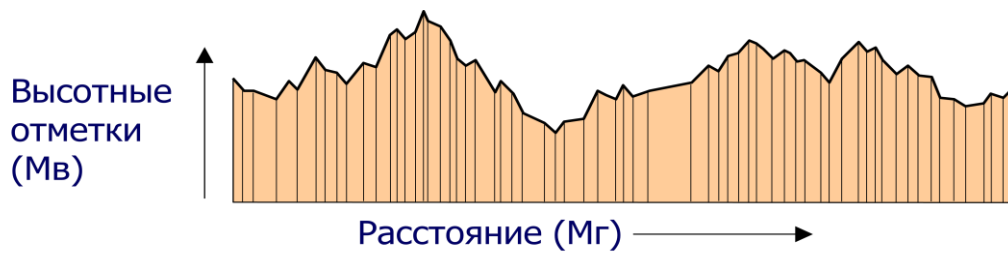


Рис.19 – Профиль трассы.

Основными параметрами для технологического расчета являются:

1. Расчетная температура транспортируемой нефти, принимаемая равной минимальной среднемесячной температуре грунта на глубине заложения оси трубопровода с учетом начальной температуры нефти на головных сооружениях, тепловыделений в трубопроводе, обусловленных трением потока, и теплоотдачи в грунт. В первом приближении допускается расчетную температуру нефти принимать равной среднемесячной температуре грунта самого холодного месяца на уровне оси подземного трубопровода. Для трубопровода большой протяженности трасса разбивается на отдельные участки с относительно одинаковыми условиями. В этом случае можно записать:

$$T_p = \frac{1}{L} \cdot \sum_{i=1}^n l_i \cdot T_i \quad , \quad (1.1)$$

где L – полная протяженность нефтепровода;

l_i – длина i -го участка с относительно одинаковой температурой T_i ;

n – число участков.

2. Плотность нефти определяются на основании лабораторных анализов либо из справочных данных. Расчетная плотность при температуре $T=T_p$ определяется по формуле:

$$\rho_T = \rho_{293} + \xi \cdot (293 - T) \quad , \quad (1.2)$$

где ξ – температурная поправка, $\text{кг}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$, $\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{293}$;

ρ_{293} – плотность нефти при 293К, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Плотность нефти линейно зависит от температуры.

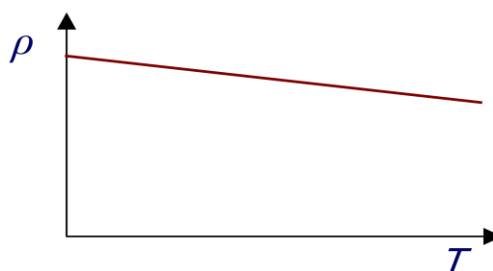


Рис.20- Зависимость плотности нефти от температуры.

3. Расчетная кинематическая вязкость нефти.

Вязкость нефти зависит от температуры нелинейно.

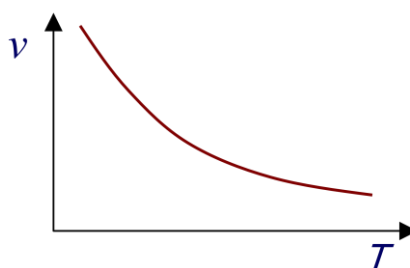


Рис.21 –Зависимость вязкости нефти от температуры.

Расчетная кинематическая вязкость нефти определяется при расчетной температуре по вязкостно-температурной кривой, либо по одной из следующих зависимостей:

Формула ASTM	Формула Филонова-Рейнольдса
$\lg \lg(\nu_T + 0,8) = A + B \cdot \lg T \quad , \quad (1.3)$ <p>где ν_T – кинематическая вязкость нефти, мм²/с; A и B – постоянные коэффициенты, определяемые по двум значениям вязкости ν_1 и ν_2 при двух температурах T_1 и T_2</p> $B = \frac{\lg \left[\frac{\lg(\nu_2 + 0,8)}{\lg(\nu_1 + 0,8)} \right]}{\lg T_2 - \lg T_1} \quad ;$ $A = \lg \lg(\nu_1 + 0,8) - B \cdot \lg T_1 \quad ;$	$\nu_T = \nu_1 \cdot \exp[-u \cdot (T - T_1)] \quad , \quad (1.4)$ <p>где u – коэффициент крутизны вискограммы, 1/К</p> $u = \frac{\ln \nu_1 - \ln \nu_2}{T_2 - T_1} = \frac{\ln \frac{\nu_1}{\nu_2}}{T_2 - T_1} \quad .$

Основные зависимости для гидравлического расчета нефтепровода.

Расчетная часовая производительность нефтепровода определяется по формуле:

$$Q = \frac{G_{\text{год}}}{24 \cdot N_p \cdot \rho} \cdot 10^9, \quad (1.5)$$

где $G_{\text{год}}$ – годовая (массовая) производительность нефтепровода, млн. т/год;

ρ – расчетная плотность нефти, кг/м³;

N_p – расчетное число рабочих дней, $N_p = 350$ суток.

Исходя из расчетной часовой производительности нефтепровода, подбирается основное оборудование перекачивающей станции (подпорные и магистральные насосы). По их напорным характеристикам вычисляется рабочее давление (МПа):

$$P = \rho \cdot g \cdot (h_n + m_m \cdot h_m) \cdot 10^{-6}, \quad (1.6)$$

где g – ускорение свободного падения;

h_n , h_m – соответственно напоры, развиваемые подпорным и магистральным насосами;

m_m – число работающих магистральных насосов на перекачивающей станции.

Ориентировочное значение внутреннего диаметра вычисляется по формуле:

$$D_o = \sqrt{\frac{4 \cdot Q_{\text{ч}}}{3600 \cdot \pi \cdot w_o}}, \quad (1.7)$$

где w_o – рекомендуемая ориентировочная скорость перекачки, определяемая из графика (рис. 22).

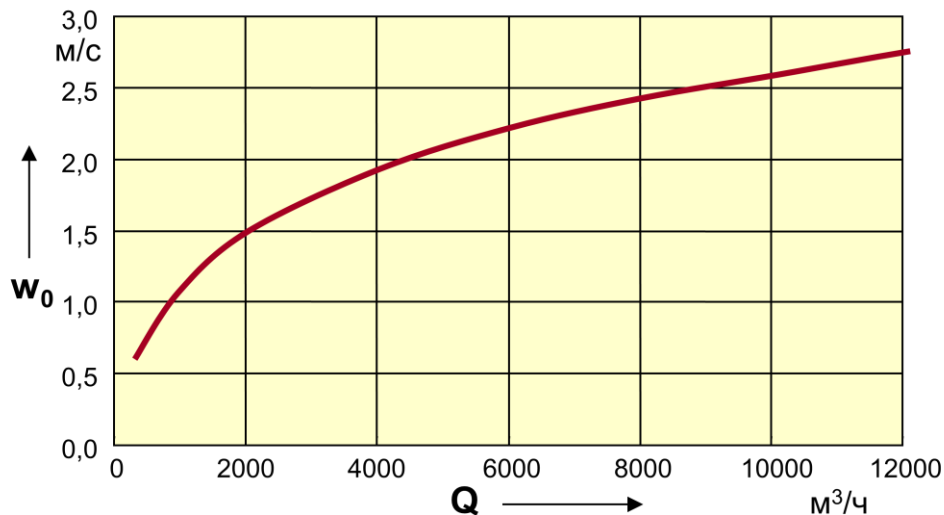


Рис. 22 – Зависимость рекомендуемой скорости перекачки от плановой производительности нефтепровода

По значению D_o принимается ближайший стандартный наружный диаметр D_H .

Для каждого значения принятых вариантов стандартных диаметров вычисляется толщина стенки трубопровода

$$\delta_o = \frac{n_p \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n_p \cdot P)} \quad , \quad (1.8)$$

где P – рабочее давление в трубопроводе, МПа;

n_p – коэффициент надежности по нагрузке ($n_p=1,15$);

R_1 – расчетное сопротивление металла трубы, МПа.

Внутренний диаметр трубопровода определяется по формуле:

$$D = D_H - 2\delta. \quad (1.9)$$

Потери напора в трубопроводе.

При перекачке нефти по магистральному нефтепроводу напор, развиваемый насосами перекачивающих станций, расходуется на трение жидкости о стенку трубы h_τ , преодоление местных сопротивлений h_{mc} , статического сопротивления из-за разности геодезических (нивелирных) отметок Δz , а также создания требуемого остаточного напора в конце трубопровода $h_{ост}$.

Полные потери напора в трубопроводе составят:

$$H = h_\tau + h_{mc} + \Delta z + h_{ост}. \quad (1.10)$$

Следует отметить, что по нормам проектирования расстояния между линейными задвижками составляют 15...20 км, а повороты и изгибы трубопровода плавные, поэтому доля местных сопротивлений невелика. С учетом многолетнего опыта эксплуатации трубопроводов с достаточной для практических расчетов точностью можно принять, что потери напора на местные сопротивления составляют 1...3% от линейных потерь. Тогда выражение (1.10) примет вид:

$$H = 1,02h_{\tau} + \Delta z + h_{\text{ост}}. \quad (1.11)$$

Под разностью геодезических отметок понимают разность отметок конца и начала трубопровода $\Delta z = z_{\text{к}} - z_{\text{н}}$. Величина Δz может быть как положительной (перекачка на подъем), так и отрицательной (под уклон).

Остаточный напор в конце трубопровода принимается равным $h_{\text{ост}} = 30...40$ м.

Потери напора на трение в трубопроводе определяют по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h_{\tau} = \lambda \cdot \frac{L_p}{D} \cdot \frac{w^2}{2g}, \quad (1.12)$$

либо по обобщенной формуле Лейбензона:

$$h_{\tau} = \beta \cdot \frac{v^m \cdot Q^{2-m}}{D^{5-m}} \cdot L_p, \quad (1.13)$$

где L_p – расчетная длина нефтепровода;

D – внутренний диаметр трубы;

w – средняя скорость течения нефти по трубопроводу;

Q – расход нефти.

v – расчетная кинематическая вязкость нефти;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

β, m – коэффициенты обобщенной формулы Лейбензона.

Значения λ , β и m зависят от режима течения жидкости и шероховатости внутренней поверхности трубы. Режим течения жидкости характеризуется безразмерным параметром Рейнольдса:

$$Re = \frac{w \cdot D}{\nu} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D \cdot \nu}, \quad (1.14)$$

При значениях $Re < 2320$ наблюдается ламинарный режим течения жидкости. Область турбулентного течения подразделяется на три зоны:

- гидравлически гладкие трубы $2320 < Re < Re_1$;
- зона смешанного трения $Re_1 < Re < Re_2$;
- квадратичное (шероховатое) трение $Re > Re_2$.

Значения переходных чисел Рейнольдса Re_1 и Re_2 определяют по формулам

$$Re_1 = \frac{10}{\bar{k}}; \quad Re_2 = \frac{500}{\bar{k}},$$

где $\bar{k} = k_{\Sigma} / D$ – относительная шероховатость трубы;

k_{Σ} – эквивалентная (абсолютная) шероховатость стенки трубы, зависящая от материала и способа изготовления трубы, а также от ее состояния. Для нефтепроводов после нескольких лет эксплуатации можно принять $k_{\Sigma} = 0,2$ мм.

Значения коэффициентов λ , β и m для различных режимов течения жидкости

	Режим течения жидкости			
	ламинарный	турбулентный		
		гидравлически гладкие трубы	смешанное трение	квадратичное трение
Re	$Re < 2320$	$10^4 < Re < Re_1$	$Re_1 < Re < Re_2$	$Re > Re_2$
0	2320	10^4	$Re_1 = 10/\varepsilon$	$Re_2 = 500/\varepsilon$
λ	$64/Re$	$0,3164/Re^{0,25}$	$0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \varepsilon \right)^{0,25}$	$0,11 \cdot \varepsilon^{0,25}$
$A_{тр}$	64	0,3164	$0,206 \cdot \varepsilon^{0,15}$	$0,11 \cdot \varepsilon^{0,25}$
m	1	0,25	0,1	0
β	4,15	0,0246	$0,0166 \cdot \varepsilon^{0,15}$	$9,09 \cdot 10^{-3} \cdot \varepsilon^{0,25}$

Рис.23- Значения коэффициентов λ , β и m для различных режимов течения жидкости

Гидравлический уклон.

Гидравлическим уклоном называют потери напора на трение, отнесенные к единице длины трубопровода:

$$i = \frac{\lambda}{D} \cdot \frac{w^2}{2g} = \beta \cdot \frac{v^m \cdot Q^{2-m}}{D^{5-m}} = \frac{h_{\tau}}{L_p} \quad (1.15)$$

С учетом (1.15) уравнение (1.11) принимает вид:

$$H = 1,02 \cdot i \cdot L_p + \Delta z + h_{\text{ост}} \quad (1.16)$$

Графическое представление выражения (1.16) показано на рис. 24.

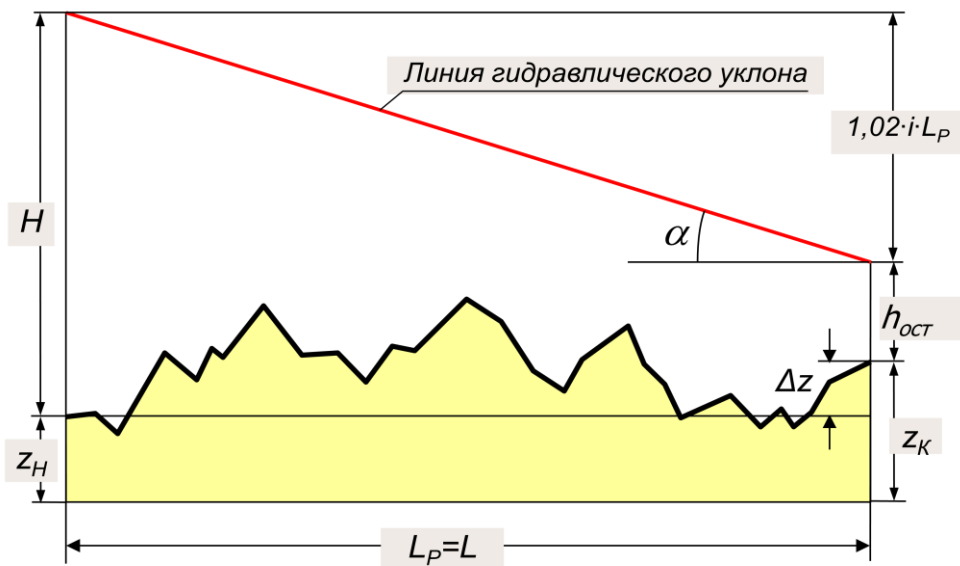


Рис. 24 – Графическое представление линии гидравлического уклона

Как видно из рисунка, линия гидравлического уклона показывает распределение напора по длине трубопровода. Напор в любой точке трассы определяется вертикальным отрезком, отложенным от линии профиля трассы до пересечения с линией гидравлического уклона.

Перевальная точка и расчетная длина нефтепровода.

Перевальной точкой называется такая возвышенность на трассе нефтепровода, от которой нефть приходит к конечному пункту нефтепровода самотеком.

Таких вершин в общем случае может быть несколько.

Расстояние от начала нефтепровода до ближайшей из них называется расчетной длиной нефтепровода.

Прежде чем приступить к расстановке нефтеперекачивающих станций по трассе нефтепровода, необходимо исследовать трассу на наличие перевальной точки.

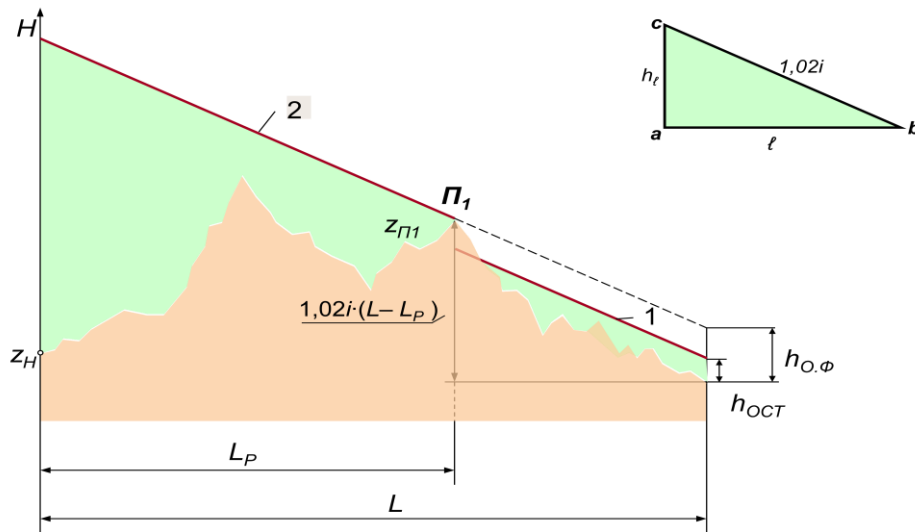


Рис. 25 – Графическое определение перевальной точки и расчетной длины нефтепровода

Условие самотечного движения: $(z_{П1} - z_{к} - h_{ОСТ}) > 1,02i \cdot (L - L_P)$.

За перевальной точкой нефть течет неполным течением. Пространство над свободной поверхностью заполнено парами и растворенными газами. Давление в газовой полости равно P_s (меньше атмосферного P_a).

Характеристика нефтепровода.

Характеристикой нефтепровода называется зависимость напора, необходимого для ведения перекачки, от расхода.

Уравнение баланса напоров (УБН).

Уравнение баланса напоров (УБН) – представление закона сохранения энергии в трубопроводном транспорте нефти.

Для нефтепровода постоянного диаметра D , оборудованного однотипными насосными агрегатами (h_D, h_M), УБН имеет вид

$$N_{\Sigma} \cdot h_{П} + n \cdot m_M \cdot h_M = 1,02 \cdot i \cdot L_P + \Delta z + N_{\Sigma} \cdot h_{ОСТ}$$

Напор, создаваемый подпорными и магистральными насосами

Полные потери напора в трубопроводе

где $N_{\text{Э}}$ – число эксплуатационных участков;

n – число нефтеперекачивающих станций.

Тот же результат можно получить графически, построив совмещенную характеристику трубопровода и насосных станций. Точка пересечения характеристик называется рабочей точкой (А), которая характеризует потери напора в нефтепроводе и его пропускную способность при заданных условиях перекачки (рисунок 16). Равенство создаваемого и затраченного напоров, а также равенство подачи насосов и расхода нефти в трубопроводе приводят к важному выводу: трубопровод и перекачивающие станции составляют единую гидравлическую систему. Изменение режима работы ПС (отключение части насосов или станций) приведет к изменению режима нефтепровода в целом. Изменение гидравлического сопротивления трубопровода или отдельного его перегона (изменение вязкости, включение резервных ниток, замена труб на отдельных участках трассы и т. п.) в свою очередь окажет влияние на режим работы всех перекачивающих станций.

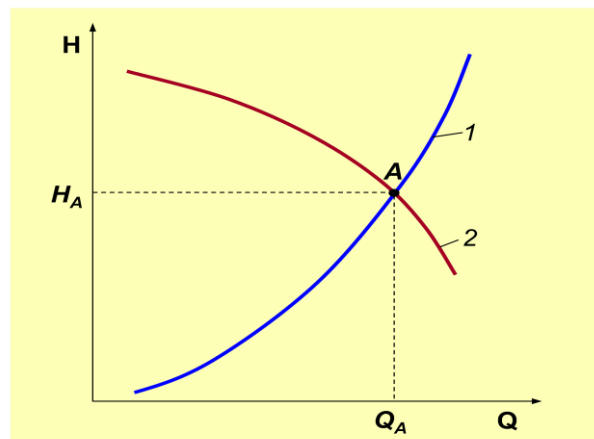


Рис. 26 – Совмещенная характеристика нефтепровода и перекачивающих станций

1 – характеристика трубопровода;

2 – характеристика перекачивающих станций

Определение числа перекачивающих станций

На основании уравнения баланса напоров, необходимое число перекачивающих станций составит

$$n_0 = \frac{H - N_{\text{Э}} h_{\text{П}}}{m_{\text{М}} h_{\text{М}}} = \frac{H - N_{\text{Э}} h_{\text{П}}}{H_{\text{СТ}}}, \quad (1.17)$$

где $H_{ст} = m_M \cdot h_M$ – расчетный напор станции.

Как правило, значение n_0 оказывается дробным и его следует округлить до целого числа.

Рассмотрим вариант округления числа ПС в меньшую сторону (рис. 27). В этом случае при $n < n_0$ напора станций недостаточно, следовательно для обеспечения плановой производительности $Q_{пл}$ необходимо уменьшить гидравлическое сопротивление трубопровода прокладкой дополнительного лупинга (вставки большего диаметра). При этом характеристика трубопровода станет более полой и рабочая точка A_1 сместится до положения A_2 .

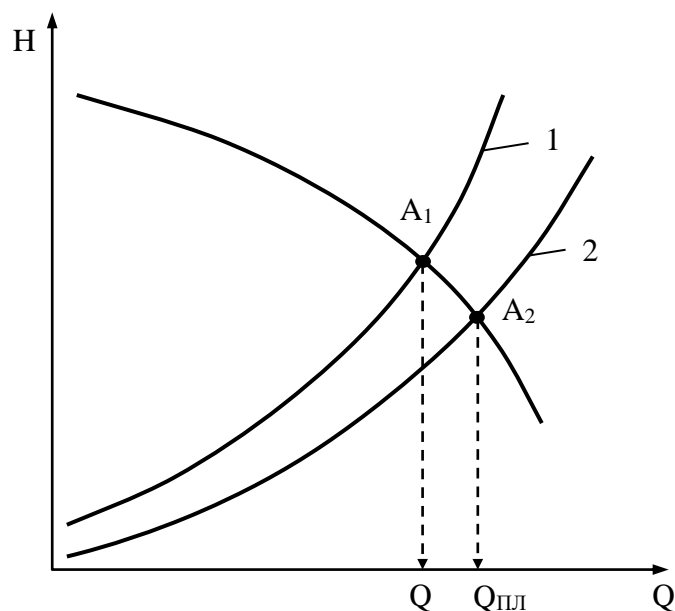


Рис. 27 – Совмещенная характеристика нефтепровода при округлении числа ПС в меньшую сторону

- 1 – характеристика трубопровода постоянного диаметра;*
- 2 – характеристика трубопровода с лупингом (вставкой).*

Во втором случае при округлении числа перекачивающих станций n_0 в большую сторону, в трубопроводе установится расход $Q > Q_{пл}$. Если нет возможности обеспечить такую производительность, требуется снизить напор станции. Уменьшить напоры ПС можно следующими способами: установкой сменных роторов, отключением части насосов (циклической перекачкой), а также обточкой рабочих колес.

Расстановка перекачивающих станций по трассе нефтепровода.

Расстановка перекачивающих станций выполняется графически на сжатом профиле трассы. Метод размещения станций по трассе впервые был предложен В. Г. Шуховым и носит его имя.

Рассмотрим реализацию этого метода для случая округления числа перекачивающих станций в большую сторону на примере одного эксплуатационного участка. В работе находятся три перекачивающие станции, оборудованные однотипными магистральными насосами и создающие одинаковые напоры $H_{СТ1} = H_{СТ1} = H_{СТ1}$. На ГПС установлены подпорные насосы, создающие подпор $h_{П}$. В конце трубопровода (эксплуатационного участка) обеспечивается остаточный напор $h_{ОСТ}$ (рис. 29).

По известной производительности нефтепровода определяется значение гидравлического уклона i . Строится треугольник гидравлического уклона abc (с учетом надбавки на местные сопротивления) в принятых масштабах сжатого профиля трассы.

Из начальной точки трассы вертикально вверх в масштабе высот строится отрезок AC , равный суммарному активному напору перекачивающих станций $AC = h_{П} + n \cdot H_{СТ}$.

Вычитая из суммарного активного напора отрезок CC_1 , равный величине $h_{ОСТ}$, строим через точки C_1B_1 прямую линию, параллельную гипотенузе гидравлического треугольника abc . Точка C_1 должна совпадать с конечной отметкой z_K нефтепровода.

Место положения на трассе второй перекачивающей станции определяется с помощью отрезка, проведенного из вершины напора $H_{СТ1}$ параллельно линии гидравлического уклона до пересечения с профилем. Расположению второй перекачивающей станции будет соответствовать точка M на профиле трассы.

Аналогичными построениями определяется место размещения следующей станции (точка N). Добавляя к напору станций подпор, передаваемый с головной ПС, получим линию распределения напоров по длине нефтепровода.

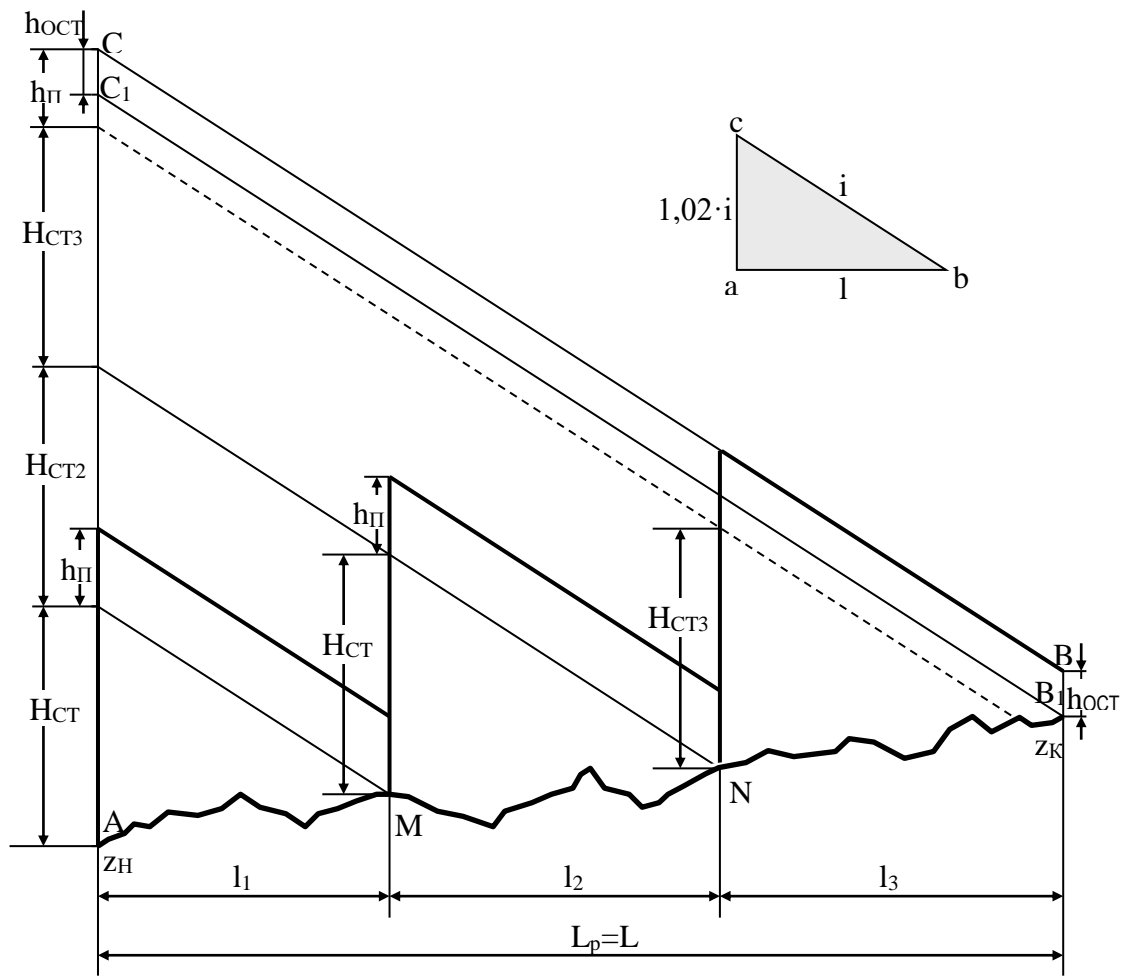


Рис. 28 – Расстановка перекачивающих станций по трассе нефтепровода постоянного диаметра

Магистральные газопроводы.

Магистральным газопроводом называется трубопровод, предназначенный для транспортировки газа из района добычи или производства в район его потребления, или трубопровод, соединяющий отдельные газовые месторождения. Ответвлением от магистрального газопровода называется трубопровод, присоединенный непосредственно к магистральному и предназначенный для отвода части транспортируемого газа к отдельным населенным пунктам и промышленным предприятиям.

Магистральные газопроводы в соответствии со СНиП 2.05.06-85, в зависимости от рабочего давления, подразделяются на два класса: I – 2,5÷10 МПа; II – 1,2÷2,5 МПа.

Пропускная способность действующих односторонних магистральных газопроводов зависит от их диаметра и составляет 10÷50 млрд. м³ газа в год.

По своему назначению трубопроводы делятся на следующие группы:

- внутренние – соединяют различные объекты и установки на промыслах, газоперерабатывающих заводах;
- местные – по сравнению с внутренними имеют большую протяженность (до нескольких десятков км) и соединяют газопромыслы или газоперерабатывающие заводы с головной станцией магистрального газопровода;
- *магистральные* – характеризуются большой протяженностью (сотни км), поэтому перекачка ведется не одной, а несколькими станциями, расположенными по трассе. Режим работы трубопроводов – непрерывный (кратковременные остановки носят случайный характер или связаны с ремонтно-восстановительными работами).

Прокладку трубопроводов можно осуществлять одиночно и параллельно действующим или проектируемым магистральным трубопроводам – в техническом коридоре, под которым согласно СНиП 2.05.06-85 понимают систему параллельно проложенных трубопроводов по одной трассе, предназначенных для транспортировки нефти (нефтепродукта, в том числе сжиженных углеводородных газов) или газа (газового конденсата). В отдельных случаях допускается совместная

прокладка в одном техническом коридоре нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) и газопроводов.

Основные и вспомогательные сооружения магистральных трубопроводов.

В состав магистральных трубопроводов входят: линейные сооружения, представляющие собой собственно трубопровод, систему противокоррозионной защиты, линии связи и т.п.; перекачивающие станции; конечные пункты конденсатопроводов и газораспределительные станции (ГРС), из которых принимают поступающие по трубопроводу продукт и распределяют его между потребителями, подают на завод для переработки или отправляют далее другими видами транспорта.

В некоторых случаях в состав магистрального трубопровода входят и подводящие трубопроводы, по которым конденсат или газ от промыслов подается к головным сооружениям.

Основные элементы магистрального трубопровода – сваренные в непрерывную нитку трубы, представляющие собой собственно трубопровод. Как правило, их заглубляют в грунт обычно на глубину 0,8 м до верхней образующей трубы, если большая или меньшая глубина заложения не диктуются особыми геологическими условиями или необходимостью поддержания температуры перекачиваемого продукта на определенном уровне. Для магистральных трубопроводов применяют цельнотянутые или сварные трубы диаметром 300÷1420 мм. Толщина стенок труб определяется проектным давлением, которое достигает 10 МПа. Трубопровод, прокладываемый по районам с вечномерзлыми грунтами или через болота, можно укладывать на опоры или в искусственные насыпи.

На пересечении крупных рек газопроводы (а в некоторых случаях и конденсатопроводы) утяжеляют грузами или сплошными бетонными покрытиями и заглубляют ниже дна реки. Кроме основной укладывают резервную нитку перехода того же диаметра. На пересечении железных и крупных шоссейных дорог трубопровод проходит в патроне из труб, диаметр которых на 200 мм больше диаметра основного. Для удовлетворения потребностей в нефтепродуктах и газе населенных пунктов, находящихся вблизи трасс нефтепродуктопроводов и

газопроводов, от них прокладывают отводы или ответвления из труб сравнительно малого диаметра, по которым газ непрерывно отводится в эти населенные пункты. С интервалом $10\div 30$ км в зависимости от рельефа трассы на трубопроводе устанавливают линейные краны или задвижки для перекрытия участков в случае аварии или ремонта. С обеих сторон линейного крана на газопроводе имеются свечи для выпуска газа в атмосферу при авариях.

Вдоль трассы проходит линия связи (телефонная, радиорелейная), которая в основном имеет диспетчерское назначение. Ее можно использовать для передачи сигнала телеизмерения и телеуправления. Располагаемые на трассе станции катодной и дренажной защиты, а также протекторы защищают трубопровод от наружной коррозии, являясь дополнением противокоррозионному изоляционному покрытию. На расстоянии $10\div 20$ км друг от друга вдоль трассы размещены усадьбы линейных обходчиков, в обязанность которых входит наблюдение за исправностью своего участка и устройствами электрической защиты трубопровода от коррозии.

Перекачивающие станции располагаются на конденсатопроводах с интервалом $50\div 150$ км и на газопроводах с интервалом $100\div 200$ км. В начале конденсатопровода находится головная насосная станция (НС). Кроме основных объектов, на каждой насосной станции имеется комплект вспомогательных сооружений: трансформаторная подстанция, снижающая напряжение подаваемого на линию электропередачи (ЛЭП) тока с 110 или 35 до 6 кВ, котельная, а также система водоснабжения, канализации, охлаждения и т.п.

Компрессорные станции (КС) газопроводов оборудуют поршневыми или центробежными компрессорами с приводом от поршневых двигателей внутреннего сгорания, газовых турбин и электродвигателей. Мощность одного агрегата в настоящее время достигает 25 МВт. Обычно центробежные нагнетатели работают группами по два или по три последовательно, и несколько групп могут быть включены на параллельную работу. Подача одного агрегата может достигать 50 млн. $\text{м}^3/\text{сутки}$, а давление на выходе станции – 10 МПа. При высоком пластовом давлении газа в первый период эксплуатации месторождения газопровод

может работать без головной КС. На всех КС газ очищается в пылеуловителях от механических примесей. Кроме того, на головной станции возможны осушка газа, очистка от сероводорода и углекислого газа и одоризация природного газа. КС, также как и насосные, имеют вспомогательные сооружения: котельные, системы охлаждения, электроснабжения и др.

Магистральный газопровод подает газ к газораспределительным станциям и контрольно-распределительным пунктам, где его очищают от механических примесей, конденсата и влаги, замеряют проходящий объем, снижают давление и одорируют (если это не было выполнено на головных сооружениях газопровода) перед подачей к потребителю. Вблизи конечного участка магистрального газопровода у потребителя создаются подземные хранилища газа, предназначенные для регулирования сезонных и суточных неравномерностей газопотребления.

Технологические схемы компрессорных цехов КС магистральных газопроводов.

Компрессорный цех.

Компрессорные цехи КС магистральных газопроводов представляют собой капитальные здания или отдельные металлические блоки (расположенные на общей площадке), в которых размещаются газоперекачивающие агрегаты.

В непосредственной близости от цехов со стороны расположения компрессорных машин, находится обвязка нагнетателей – трубопроводы с крановыми узлами. Трубопроводы и краны обвязки устанавливаются над землей на железобетонных опорах высотой порядка одного метра.

Капитальные здания КС сооружаются из огнестойких материалов и имеют каркасную конструкцию, состоящую из системы колонн, балок и ферм. На каркасе монтируются облегченные ограждающие панели.

Компрессорные станции с подобными помещениями для ГПА называются станциями в традиционном исполнении. К их числу относится основная масса КС с электроприводом и с приводом от газотурбинных установок стационарного типа.

Более совершенные ГПА последних поколений размещаются в индивидуальных металлических блоках заводского изготовления и

заводской комплектации. Блоки транспортируются на место строительства КС практически в полностью готовом виде. Это существенно сокращает трудоёмкость и продолжительность строительства станции. Блочное исполнение имеют, преимущественно, КС с приводом от авиационных и судовых двигателей, станции с импортными ГПА и некоторая часть КС со стационарными ГТУ и электроприводными агрегатами.

Обвязка нагнетателей компрессорного цеха может иметь три варианта. Полнонапорные нагнетатели соединяются между собой только параллельно, неполнонапорные, создающие недостаточно высокое давление, обвязываются по различным схемам – параллельно, последовательно, по смешанной схеме соединения.

Обычно неполнонапорные машины в компрессорном цехе разбивают на группы. Внутри каждой группы нагнетатели соединяются последовательно, а группы между собой – параллельно.

Количество нагнетателей в группе соответствует числу ступеней сжатия газа на КС. Существующее оборудование позволяет иметь на станциях одно, -двух и трехступенчатое сжатие. Потребное количество ступеней сжатия в каждом отдельном случае определяется технико-экономическим расчетом.

Отмеченные особенности КС с неполнонапорными нагнетателями привели к появлению двух вариантов обвязки неполнонапорных машин – по смешанной схеме соединения и по коллекторной схеме.

Обвязка неполнонапорных нагнетателей по типовой смешанной схеме соединения

В качестве примера рассмотрим компрессорный цех с пятью ГПА, которые составляют две группы с двухступенчатым сжатием (один агрегат резервный) (рис. 29).

Первую группу образуют агрегаты I и II, вторую – IV и V. Агрегат III – резервный, с помощью кранов №51÷№56, называемых режимными, он может подключаться к любой группе, с выводом из них в резерв или ремонт любого нагнетателя.

В рассматриваемом варианте обвязки каждая группа нагнетателей оснащается отдельным подводом газа от установки очистки газа и самостоятельным выходом в магистраль через свою часть АВО установки

охлаждения газа, имеет автономные крановые узлы с арматурой №8 и №18. Кроме отмеченного, каждая группа нагнетателей располагает отдельными перемычками на «станционном кольце» с собственными кранами №36, №36р и дросселем «Д».

Практически полное обособление групп нагнетателей друг от друга делается для облегчения вывода ГПА на «станционное кольцо» при их пусках и остановках и для повышения управляемости агрегатами в процессе компремирования газа.

Помимо режимных кранов №51÷№56 к кранам обвязки нагнетателей относится арматура №1, №2, №3, №4, №5 и №3 бис.

Краны №1 и №2 – отсекающие, предназначены для отключения нагнетателя от технологических трубопроводов КС. Кран №3 – проходной, обеспечивает обвод газа через неработающий нагнетатель. Остальные краны используются в основном при пусках и остановках агрегата.

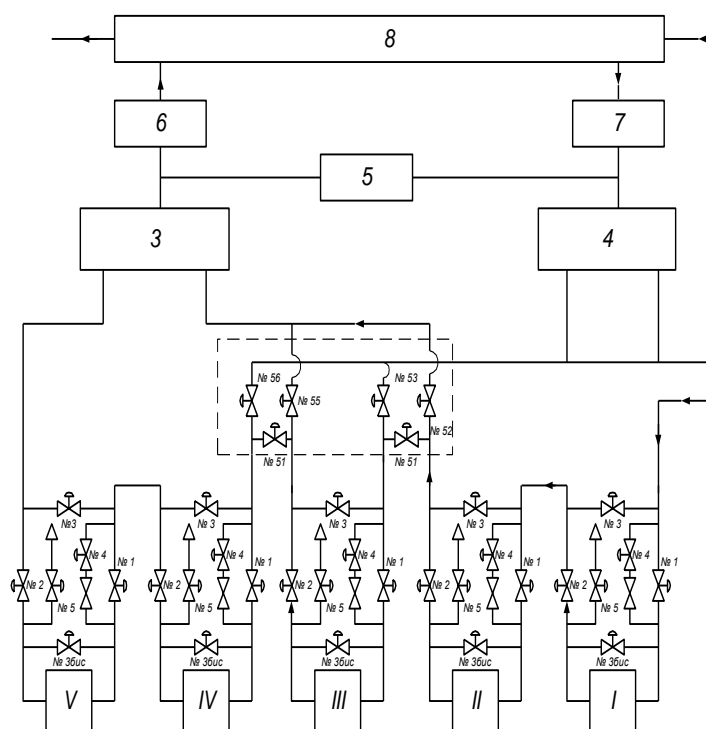


Рис. 29- Технологическая схема топливного цеха с неполнонапорными центробежными нагнетателями:

3 – узел охлаждения газа (АВО); 4 – узел очистки газа; 5 – узел режимных кранов цеха (№36 и №37р); 6 и 7 – крановые узлы при кранах №8 и №7; 8 – узел подключения КС к магистрали.

Пуску ГПА предшествуют предпусковые операции. Они проводятся отдельно для привода и нагнетателя.

Для нагнетателя они заключаются в продувке обвязки нагнетателя и в пуске машины в режиме холостого хода.

Продувка обвязки требуется для удаления из трубопроводов и нагнетателя воздуха и предотвращения тем самым попадания в газопровод взрывоопасной газовой смеси. Удаление воздуха осуществляется с помощью кранов №4 и №5.

Кран №5 – свечной. При неработающем агрегате он всегда открыт, открыт и кран №3, краны №1 и №2 закрыты – обвязка нагнетателя сообщается с атмосферой. Для вытеснения из неё воздуха открывается кран №4, расположенный на обводной линии крана №1, – газ из коммуникаций КС поступает в нагнетатель и примыкающие к нему трубы, затем через открытый кран №5 сбрасывается в атмосферу совместно с вытесняемым им воздухом. Продувка длится порядка 30 секунд. Затем краны №4 и №5 закрываются, производится пуск привода ГПА.

Для облегчения пуска привода и ГПА в целом нагнетателю на момент пуска обеспечивается режим холостого хода с малым потреблением мощности. Данный режим осуществляется после закрытия кранов №4 и №5. В это время обвязка нагнетателя и сама компрессорная машина заполнены газом, но отсечены от коммуникаций станции кранами №1 и №2. Единственно открытым краном остаётся кран №3 бис, составляющий совместно с охватывающими нагнетатель трубопроводами малый пусковой контур или «малое кольцо». Кран №3 бис постоянно дублирует положение крана №3.

Пуск привода ГПА при отмеченном положении кранов сопровождается работой нагнетателя на «малое кольцо» с перепуском газа на вход компрессорной машины через кран №3 бис. В таком «холостом» режиме работы нагнетателя потребление мощности ГПА минимально.

После пуска ГПА в работу и «раскручивания» валов агрегата краны №3 бис и №3 закрываются, а краны №1 и №2 открываются – нагнетатель подключается к коммуникациям КС и переводится с малого контура на больший стационарный (см. раздел 12.1), затем – на работу в

магистраль. Таким образом, обеспечивается постепенная загрузка ГПА и вывод его на рабочий режим.

При остановках агрегатов плавная разгрузка ГПА происходит за счёт повторения рассмотренных операций в обратном порядке – агрегат из магистрали выводится на станционное кольцо, затем на малый контур, после этого привод агрегата отключается, краны №1 и №2 закрываются, а краны №3, №4 и №5 открываются, происходит сброс газа из контура нагнетателя в атмосферу.

Обводная линия у крана №1 предназначена не только для продувки обвязки нагнетателя и заполнения её газом, но и для выполнения функций, подобных функциям обводных линий у кранов №7 и №8. Сглаживание гидроудара при открытии крана №4 достигается установкой за этим краном дроссельной шайбы.

Краны обвязки нагнетателей имеют автоматическое управление. Кроме того, они могут приводиться в действие и от команд, подаваемых с местного щита или узла управления, установленного в непосредственной близости от крана.

Из технологической схемы КС и компрессорного цеха следует, что отдельный агрегат нельзя самостоятельно вывести на большой пусковой контур. Возможен только вывод ГПА совместно со всей содержащей его группой машин. Поэтому перед пуском агрегата вся группа переводится в режим работы «на станционное кольцо». Лишь после этого производится пуск рассматриваемой машины на малый контур и последующее подключение её к группе на большом контуре. После этого вся группа вместе с пущенным агрегатом выводится на режим работы «в магистраль».

В обвязке нагнетателей, помимо указанных на рис. 20 элементов, обязательно предусматриваются люки-лазы. Люки устанавливаются на всасывающем и нагнетательном трубопроводах каждой компрессорной машины на участке между нагнетателем и врезкой трубы малого контура с краном №3 бис в основные трубопроводы нагнетателя.

Люки предназначены для помещения в трубопроводы шаровых разделителей с целью достижения герметичного отсечения ГПА от коммуникаций КС при ремонтах агрегатов. Люки-лазы представляют собой трубы диаметром 0,5 м и длиной 0,5÷0,6 м приваренные

перпендикулярно к нагнетательному и всасывающему трубопроводам агрегатов.

На трубопроводе входа газа в компрессорную машину после люка-лаза ставится защитная решетка для улавливания случайно попавших в трубопровод предметов. Решетка используется главным образом в первый период эксплуатации КС по завершении её строительства. Кроме отмеченного, между кранами №1 и №2 и нагнетателем располагаются вентили с условным диаметром 25 мм ($D_y 25$), которые служат для слива конденсата из нагнетателя и его обвязки перед вскрытием компрессорной машины при её ремонтах.

Обвязка неполнонапорных нагнетателей по коллекторной схеме соединения.

Коллекторная схема обвязки нагнетателей показана на рис. 12.3. Особенность данной схемы – использование для обвязки ГПА трёх коллекторов: всасывающего 1, промежуточного 2 и нагнетательного 3.

Промежуточный коллектор является нагнетательным для первой степени сжатия (машины I, II, IV, VI и VIII) и, одновременно, всасывающим – для второй степени (агрегаты I, III, V, VII и VIII).

При коллекторной схеме соединения агрегатов нагнетатели в цехе разбиваются не на группы, как при смешанной схеме обвязки, а по ступеням сжатия, которые, как и группы относительно обособлены друг от друга. Такая организация компрессорного цеха придаёт ему ряд особенностей, которые приведены ниже.

С помощью коллекторной схемы создаётся возможность подключать нагнетатели, расположенные по концам цеха или в его середине, к любой степени сжатия. Это обеспечивает повышенную гибкость резервирования агрегатов. На рис. 12.3 агрегатами, допускающими их присоединение к любой степени сжатия, являются машины I и VIII, которые оснащаются более сложной обвязкой.

При коллекторной схеме соединения ГПА аварийное отключение одного или нескольких агрегатов в какой-либо из ступеней сжатия приводит к снижению производительности компрессорного цеха, в том числе и ступени сжатия с полным количеством работающих нагнетателей.

Объём газа, проходящий через нагнетатели данной ступени, уменьшается, что создаёт возможность помпажа.

Для его предотвращения в обвязке компрессорного цеха предусмотрены обводные краны 8. Через эти краны часть газа, компремируемого безаварийной ступенью сжатия, перепускается с её выхода на вход, чем расход газа через нагнетатели данной ступени увеличивается, и помпаж не возникает.

На КС с коллекторной схемой обвязки агрегатов существует три пусковых контура в отличие от двух в ранее рассмотренном случае (рис. 29). Это малый пусковой контур нагнетателя с краном №3 бис, пусковой контур сжатия (у каждой ступени свой) и пусковой контур станции.

Пусковой контур КС при коллекторной схеме идентичен подобному в типовой технологической схеме станции.

Пусковой контур первой ступени сжатия на рис. 30 образован коллектором 4, подающим газ при пусках ГПА от нагнетателей на вход установки очистки газа. Пусковой контур второй ступени сжатия может быть совмещён с промежуточным коллектором 2 либо выполнен отдельно в виде коллектора 5, подключённого к 2.

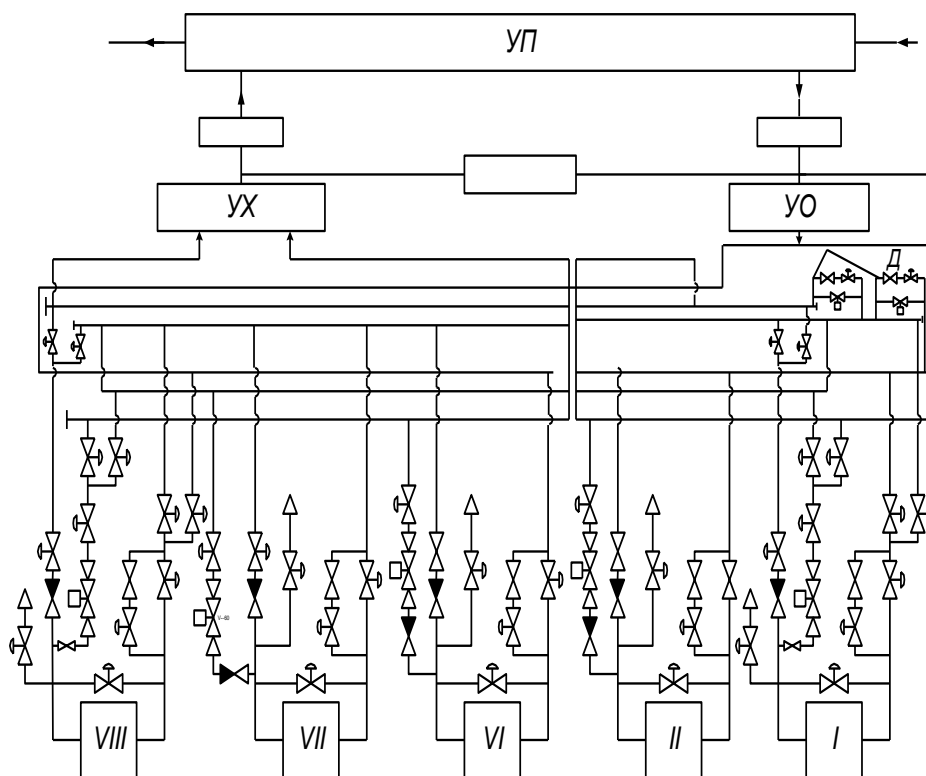


Рис. 21- Технологическая схема цеха с коллекторной обвязкой

неполнонапорных нагнетателей:

УП – узел подключения КС; УХ и УО – узлы охлаждения и очистки газа

Обвязка полнонапорных нагнетателей.

Особенностью КС с полнонапорными нагнетателями является отсутствие какой-либо группировки агрегатов в некоторые объединения типа групп или ступеней сжатия. Все полнонапорные нагнетатели подключаются к трём коллекторам компрессорного цеха: всасывающему, нагнетательному и коллектору, соединяющему компрессорные машины с пусковым контуром КС.

Пример компрессорного цеха с полнонапорными нагнетателями показан на рис. 31. Из данного рисунка следует, что обвязка полнонапорных агрегатов во многом схожа с аналогичной для неполнонапорных машин. Отличает обвязки лишь естественное отсутствие у полнонапорных нагнетателей кранов №3 (параллельная схема соединения) и крана №3 бис.

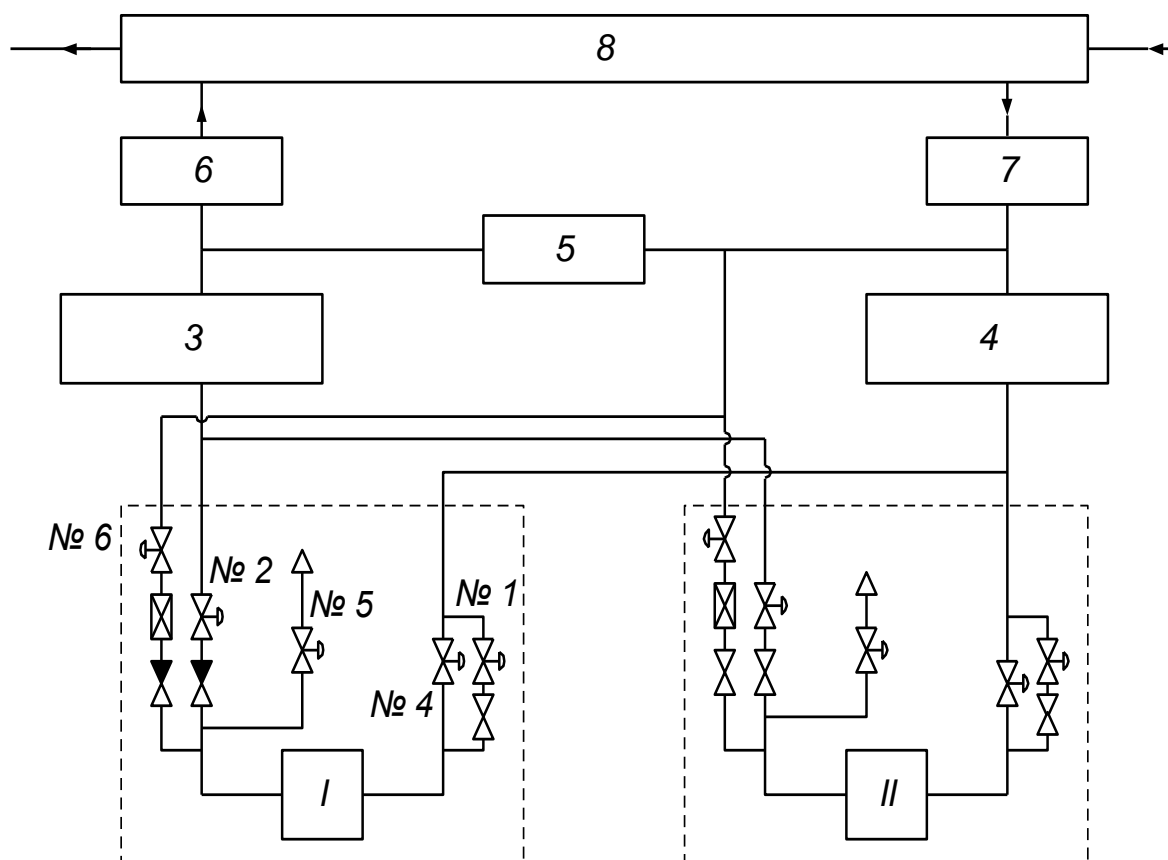


Рис. 31- Технологическая схема компрессорного цеха с полнонапорными центробежными нагнетателями

Малый пусковой контур полнонапорного агрегата образуется: трубопроводом с краном №6; коллектором, объединяющим трубопроводы с кранами №6 различных нагнетателей; линией, соединяющей упомянутый коллектор со стационарной перемычкой с кранами №36 и №36р и самой этой перемычкой. Таким образом, малый пусковой контур нагнетателя и большой пусковой контур станции практически совпадают. Точнее сказать, существует один большой перепускной контур, на который имеется два выхода: один через краны №6 – при пусках и остановках отдельных ГПА и выведении их из помпажа, второй через краны №36 и №36р при пусках и остановках всей КС, при регулировании режима работы станции и при выведении КС из помпажа.

При работе нагнетателей с перепуском через краны №6 поток газа не проходит АВО и заметно нагревается. Чрезмерное повышение температуры газа предотвращается приоткрытием крана №36р и подачей части охлаждённого в АВО газа с выхода КС в поток, перепускаемый нагнетателем.

Определение числа компрессорных станций и их расстановка.

Расстояние между КС определяется при давлениях P_1 в начале участка и P_2 в конце. Для случая электроприводных ГПА все участки между собой равны. Конечный участок рассчитывается при давлениях P_1 и P_K и получается в α раз длиннее:

$$\alpha \approx \frac{P_1^2 - P_K^2}{P_1^2 - P_2^2}. \quad (2.1)$$

В этом случае теоретическое число КС n_0 определится зависимостью:

$$n_0 = \frac{L - l_K}{l} - 1, \quad (2.2)$$

где L - длина МГ;

l и l_K - длина промежуточного и конечного участка.

Так как газопровод рекомендуется сооружать без лупинга, дробное число КС обычно округляется в большую сторону. Утонченные длины участков определяются из выражений:

$$l = \frac{L}{n-1-\alpha}, \quad (2.3)$$

$$l_k = L - l(n-1), \quad (2.4)$$

где n - принятое число станций.

При оборудовании ГПА газовыми турбинами производительность газопровода уменьшается на величину топливного газа, что приводит к увеличению длин участков:

$$l_{Gi} = l \left(\frac{Q}{Q - n_i \cdot Q_T} \right)^2, \quad (2.5)$$

где l_{Gi} - длина i -го участка;

n_i - номер КС, работающей на i -й участок.

В этом случае теоретическое число КС можно определить из равенства

$$L = l \left(\sum_{i=1}^{n-1} \frac{Q}{Q - n_i \cdot Q_T} + \alpha \frac{Q}{Q - n \cdot Q_T} \right). \quad (2.6)$$

Расстановка КС производится с учетом условий строительства и эксплуатации МГ.

Определение производительности компрессорной станции и участка.

Для определения производительности МГ оборудуют пунктами замера газа (ПЗГ), оборудованным стандартными системами измерения расхода газа. ПЗГ устанавливаются в основном на КС, где производятся приемо-сдаточные операции (головная КС, КС на границах управлений и т.п.). Производительность остальных участков определяют расчетным методом, уменьшая количество газа по мере его продвижения на величину газа, потребленного на технологические нужды. При одноконтурном исполнении такой метод обеспечивает достаточную точность для анализа работы газопровода. Для многоконтурных систем, какими являются МГ Тюменской области, переток газа по переключкам практически исключает возможность этим методом добиться приемлемой точности. В этом случае при анализе работы отдельной нитки системы требуется проведение специальных исследований при закрытых переключках. Альтернативой

этому является использование косвенных методов определения производительности отдельных элементов системы.

Производительность отдельных нагнетателей определяется по их приведенным характеристикам. Суммируя производительность параллельно работающих нагнетателей или групп нагнетателей, определяют производительность цеха. Производительность каждой нитки системы находится с учетом перетока газа по перемычкам на выходе КС. Переток газа по перемычкам рассчитывается по изменению температуры газа за перемычкой.

Анализ приведенных характеристик ЦН показал, что наиболее устойчивой является характеристика приведенной мощности, и ее использование позволит определить производительность нагнетателя с точностью, превышающей 4%. Для этого определяются давление и температура газа на входе и выходе нагнетателя и частота вращения рабочего колеса. Давление измеряется манометрами класса точности не ниже 0,4; для измерения температуры используются термометры с ценой деления 0,1-0,2 градуса. Частоту вращения следует измерять тахометрами класса точности не ниже 0,5. Проведение серии измерений, с последующей статистической обработкой результатов, позволяет добиться желаемой точности определения производительности.

Используя полученные исходные данные, определяют:

- 1) степень сжатия нагнетателя;
- 2) температурный показатель политропического сжатия

$$a = \frac{\lg \frac{T_B}{T_H}}{\lg \varepsilon_H}; \quad (2.7)$$

- 3) коэффициент сжимаемости газа при условиях входа в нагнетатель;

- 4) величину $\frac{k}{k-1}$ в зависимости от a ;

- 5) величину A

$$A = 10^{-3} \left(\frac{n_H}{n} \right)^2 \frac{k}{k-1} z_B R (T_H - T_B); \quad (2.8)$$

б) задавшись двумя значениями приведенной производительности, определяют соответствующие им значения приведенной мощности:

$$\left[\frac{N_i}{\rho_B} \right] = \frac{AQ_{\Pi 1}}{60}; \left[\frac{N_i}{\rho_B} \right] = \frac{AQ_{\Pi 2}}{60}; \quad (2.9)$$

7) полученные значения приведенной мощности наносят на приведенную характеристику нагнетателя и соединяют прямой линией, точка пересечения с характеристикой приведенной мощности дает приведенную производительность нагнетателя;

8) определяется коммерческая производительность нагнетателя

$$Q = 1,44 \cdot 10^{-3} \cdot Q_{\Pi} \frac{n}{n_H} \frac{\rho_B}{\rho_H}. \quad (2.10)$$

Таким образом, определена производительность ЦН и, соответственно, цеха. Чаще всего на выходе станции происходит перераспределение расходов цехов по перемычкам между нитками. Для определения величины перетока ΔQ можно воспользоваться информацией о температуре газа в нитках до и после перемычки. С этой целью фиксируется температура газа в каждой нитке до и после перемычки:

T_{A1} и T_{A2} - температура за АВО первого и второго цеха;

T_{11} и T_{12} - температура после перемычки в первой и во второй нитке;

Q_1 и Q_2 - производительность первого и второго цеха.

Если температура газа в нитке после прохождения перемычки не меняется, то имеет место переток от этой нитки.

Изменение температуры свидетельствует о притоке газа в нитку. Понятно, что картина будет тем яснее, чем больше разница температур газа за АВО и величина перетока. Рекомендуется перед измерениями, включением и выключением вентиляторов или открытием байпасов добиться максимальной разницы температур и выдержать этот режим в течение 15-20 минут. Используя уравнение баланса тепла, можно записать

$$\Delta Q = \left| \frac{T_{11} - T_{A1}}{T_{A2} - T_{11}} Q_1 \right|. \quad (2.11)$$

Точность определения перетока при этом методе будет невысокой, порядка 10%, что позволяет определить производительность газопровода с

учетом малости перетока по сравнению с общим потоком с точностью порядка 1-2%.

Модуль 3. Объекты хранения нефти и газа

Нефтеналивные терминалы.

Нефтеналивной терминал - совокупность технических средств (сооружений, зданий, оборудования, обустройств, транспортных и инженерных коммуникаций), необходимых для приема, загрузки-разгрузки и комплексного обслуживания транспортных морских судов для перевозки нефтепродуктов - танкеров и барж. Терминал является перегрузочным комплексом в составе морского/речного порта.

Состав нефтеналивного терминала.

В состав терминала входят:

- резервуарные парки;
- технологические трубопроводы;
- технологические насосные;
- узлы учета;
- узлы защиты от гидроударов;
- причальные сооружения (береговые причалы, пирсы, выносные приемные устройства и др.);
- шлангующие устройства (стендера, гибкие резиновые армированные шланги);
- очистные сооружения;
- вспомогательные здания и сооружения (химическая лаборатория, центральный диспетчерский пункт, котельная и др.);
- системы диспетчерского управления и сбора данных (SCADA) и системы связи.

В состав терминала как перегрузочного комплекса порта входят:

- система грузовых трубопроводов;
- система трубопроводов для приема с судов балластных вод и передачи их на береговые очистные сооружения (станции очистки балластных вод - СОБВ);
- система бункеровочных трубопроводов и раздаточные устройства для выдачи на суда бункеровочного топлива, масел, пресной воды;
- устройства для соединения береговых и судовых трубопроводов;

- запорная арматура (задвижки, обратные клапаны, вентили);
- контрольно-измерительные приборы, в том числе автоматические пробоотборники;
- система автоматизированного управления технологическим процессом с операторским пунктом;
- устройства телефонной связи с судном и взаимодействующими береговыми объектами;
- устройства для сбора и удаления пролитого груза и загрязненных нефтью вод;
- устройства для швартовных операций, подачи на суда предметов материально-технического снабжения и других вспомогательных операций;
- устройства пожаротушения и пожарной сигнализации в соответствии с требованиями ВСН 12-87;
- устройства для снятия статического электричества.

Функции нефтеналивного терминала.

Нефтяные терминалы выполняют ряд сопутствующих функций по обслуживанию судов:

- прием с судов балластных и льяльных вод;
- прием и обезвреживание парогазовых смесей из нефтяных танков судов;
- погрузку (бункеровку) на суда топлива (мазута, дизельного топлива) для энергосиловых установок;
- погрузку пресной воды для хозяйственнобытовых нужд и др.

В зависимости от установленных в портах режимов обслуживания судов нефтяные терминалы могут предоставлять дополнительные услуги судовладельцам по проводке, швартовке и отшвартовке судов, приему с судов твердых бытовых отходов и хозяйственных фекальных стоков.

В составе терминала могут предусматриваться сооружения для налива плавбункеровщиков и приема судов-сборщиков льяльных и фекальных вод.

Компоновка систем и обустройств выполняется таким образом, чтобы все операции по наливу или сливу нефтяных грузов, а также по

приему балластных и льяльных вод и снабжению танкера осуществлялись без его перестановки.

Устройство нефтеналивных терминалов.

Система грузовых, бункеровочных и балластных трубопроводов обеспечивает взаимозаменяемости причалов и трубопроводов с учетом отдельного слива и налива нефтяных грузов при сохранности их качества в соответствии с требованиями ВНТП 5-95.

На оперативных площадках нефтяных причалов наземную укладку трубопроводов выполняют в один ряд по высоте, в соответствии с СН 527-80. В районе задвижек обрудуются площадки для их обслуживания. Укладка трубопроводов до подхода к оперативным площадкам нефтяных причалов может быть подземной (в том числе в потернах) и наземной. Укладку грузовых и бункеровочных трубопроводов допускается производить непосредственно по балкам (ригелям) верхнего строения причала без устройства сплошных плит, за исключением мест расположения осевых компенсаторов и разъемных стыков с применением уплотнений (сальников, прокладок и др.). При подземной прокладке выход трубопроводов на поверхность, а при наземной прокладке спуск трубопроводов в наземную однорядовую прокладку на причале следует выполнять в районе оперативной площадки нефтяного причала с таким расчетом, чтобы между линией присоединительных устройств и началом наземной однорядовой укладки иметь возможность разместить всю арматуру, соединения трубопроводов (обвязку), контрольно-измерительные приборы и другие обустройства.

При устройстве общей магистрали балластной воды, объединяющей группу причалов и связывающей их со станцией очистки балластных вод, пропускная способность ее должна обеспечить выкачку балластной воды, сливаемой одновременно с нескольких танкеров, без снижения интенсивности выкачки. При этом в случае одновременного слива балласта с нескольких танкеров насосными установками разных характеристик должны быть предусмотрены меры, исключающие возможность перелива балластной воды из одного танкера в другой.

Для соединения береговых и судовых трубопроводов применяют автоматизированные системы обработки наливных судов (стендеры).

Количество стендеров назначают в соответствии с ассортиментом наливных грузов, пропускной способностью стендеров и судо-часовыми нормами налива-слива с учетом совмещения операций.

Основные совмещаемые операции:

- слив балласта, налив нефтяных грузов (двух-трех видов, допускаемых к одновременной перевозке на танкерах), бункеровка;
- слив нефтяных грузов, бункеровка.

Специализацию и взаимное расположение стендеров, а также их размещение (расстояние от кордона, расстояние между соседними стендерами) необходимо определять при соблюдении требований обработки танкера без дополнительной его передвижки.

Размещение стендеров на причале должно обеспечивать удобство их эксплуатации, монтажа и демонтажа, а также исключать возможность их повреждения при навале обрабатываемого судна.

Конструкция стендеров и система трубопроводов, связывающих их (манифольд), должны предусматривать возможность их опорожнения, промывки и передачи загрязненных нефтью вод на береговые очистные сооружения.

В составе контрольно-измерительных приборов должны быть предусмотрены счетчики, обеспечивающие учет количества наливаемого (сливаемого) груза и бункеровочного топлива на каждое судно.

Система автоматизированного управления производственными процессами, включая операцию дебалластировки, должна быть предусмотрена во взаимодействии с соответствующими судовыми системами.

Для приема на берег производственных сигналов и команд (предупредительных, разрешающих, аварийных и др.) с оборудованных соответствующими устройствами судов необходимо предусмотреть единую контрольную цепь «судно-берег» с разъёмными устройствами.

Во всех случаях следует предусмотреть:

- блокирующие устройства, автоматически прекращающие перегрузку нефтяных грузов при разрыве соединения стендера или в других аварийных случаях;

- дублирующее местное управление электрифицированным оборудованием.

На причалах должна быть предусмотрена производственно-дождевая канализация с устройством сборника для последующей передачи загрязненных вод на СОБВ либо другие очистные сооружения. Емкость сборника следует определять в проекте исходя из возможного объема пролива нефтяного груза, определяемого из условия ручного управления отсекающими задвижками.

Верхнее покрытие нефтяного причала должно быть устроено с учетом стока пролитых нефтепродуктов и атмосферных осадков в колодцы производственно-дождевой канализации.

Все оборудование, устанавливаемое на причалах, должно предусматриваться во взрыво- и пожаробезопасном исполнении.

Причалы должны быть оборудованы специальными приспособлениями, обеспечивающими надежное заземление всех трубопроводов и стоящих у причалов танкеров в соответствии с действующими нормами и правилами.

На причалах должен быть свободный проход и доступ ко всему оборудованию, приборам и устройствам, а также устроен пожарный подъезд, который совмещают с проездом для транспорта, доставляющего к танкерам грузы материально-технического и продовольственного снабжения.

При проектировании перегрузочного комплекса для нефти и нефтепродуктов необходимо предусмотреть систему автоматической противопожарной защиты (САПЗ) по ВСН 12-87.

Пожарные автоматические извещатели размещаются на технологической площади на расстоянии не более 6 м, а извещатели ручного действия устанавливаются по периметру причального сооружения с интервалом не более 100 м. Сеть пожарного водопровода должна обеспечить расход воды на наружное и внутреннее пожаротушение сооружений комплекса не менее 50 л/с и подачу воды на водяную завесу, превышающую не менее чем на 3 м грузовую палубу расчетного танкера в начале налива. На технологической площадке причала предусматривают установку стационарных пеногенераторов для

подачи пены на всю площадь технологической площадки, но не менее, на 500 кв. м. Расчетное время работы установки по тушению пожара следует принимать равным 10 минут, а запас пенообразователя и воды на приготовление раствора пенообразователя - из условия обеспечения трехкратного расхода раствора.

В соответствии с требованиями СНиП 2.11.03-93 и «Правил перевозки нефти и нефтепродуктов танкерами морского флота» на перегрузочном комплексе должны быть предусмотрены проезды для пожарных автомобилей шириной 4,5 м, а также площадки для их разворота 12×12 м, в том числе для размещения на них не менее двух пожарных автомобилей для забора морской воды из акватории порта и подачи ее к месту очага пожара.

Комплекс должен быть обеспечен пожарным катером для оперативного дежурства с установками пожаротушения с целью своевременной локализации возможного возгорания как на танкере, так и на причале.

Мероприятия по охране окружающей природной среды на ПК для нефти и нефтепродуктов должны разрабатываться в соответствии с ВНТП 5-95.

Противоаварийные мероприятия по ликвидации аварийных разливов нефти разрабатывают в соответствии с РД 31.04.01-90 и Правилами охраны поверхностных вод.

Терминал Усть-Луга.

Строительство нефтепродуктового наливного Терминала в Морском торговом порту «Усть-Луга» – это ключевая страница истории развития транспортно-логистической системы РФ в Северо-Западном регионе. Когда-то илистое и пустынное побережье Лужской губы преобразилось, и на месте заросшей бухты была образована намывная территория. Именно на ней, на площади в 100 гектаров были возведены необходимые сооружения, современные причалы, железнодорожные пути и другие объекты нефтепродуктового наливного Терминала.

Решение о необходимости строительства нефтеналивного Терминала в Усть-Луге сейчас кажется очевидным - оно определяется стратегическим положением на Балтике. С точки зрения геополитики, Россия, как

нефтяная держава, не может мириться с ситуацией, когда отсутствие достаточных нефтепродуктовых перевалочных мощностей в этом регионе заставляет нефтяные компании прибегать к услугам иностранных портов. В этом смысле построенный комплекс нефтеналивных грузов в порту Усть-Луга – это современный, высокотехнологичный терминал, и элемент, укрепляющий экономический суверенитет России.

В 2009 году, когда иностранный капитал «бежал» из России, один из крупнейших в мире нефтетрейдеров Gunvor пошел на беспрецедентный шаг – выкупил ОАО «Роснефтьбункер» и заявил о намерении реализовать весьма амбициозную, как по срокам, так и по финансовым вложениям, инвестиционную программу с готовностью вложить миллиард долларов в строительство нефтепродуктового наливного терминала и принять первую партию груза в Усть-Луге уже в начале 2011 года.

Строительство Терминала было разделено на 4 этапа, и на пустынном и болотистом берегу началась работа: углублялось дно мелководной Балтики, возводились причалы и резервуары, велась работа по прокладке железнодорожных эстакад. В результате к осени 2011 года на рынке транспортировки нефтепродуктов появился новый серьезный игрок, чей заявленный объем перевалки исчисляется тремя десятками миллионов тонн в год, 19 млн. тонн темных и 11 млн. тонн светлых нефтепродуктов, что представляет собой более четверти общероссийского экспорта нефтепродуктов.

Технические показатели терминала:

- Резервуарный парк рассчитан на хранение 960 000 м³ нефтепродуктов.
- Четыре двухсторонние железнодорожные эстакады, в том числе для слива высоковязких продуктов, обеспечивают одновременную выгрузку 526 вагоно-цистерн.
- Причалы общей протяженностью более 1 км, рассчитанные на танкеры с дедвейтом в 300 тыс. тонн.
- Для разогрева продукта построена автоматизированная котельная термального масла на 120 Мвт, которая не имеет в России аналогов по мощности.

- С целью обеспечения бесперебойного и гарантированного энергоснабжения в требуемых объемах построены собственные сети внешнего энергоснабжения в составе воздушной линии электропередач и подстанции 110 киловольт «Слободка» трансформаторной мощностью два по 63 мегавольт-ампер.

Приоритетным направлением при строительстве Терминала явилось обеспечение экологической безопасности. Применение современных технологий исключает любое воздействие терминала на окружающую среду Лужской губы. Понимая уникальность Балтийского моря, региона, где расположен Терминал, где живут и работают тысячи людей, компания поставила перед собой задачу – действующий Терминал не должен повлиять на экосистему залива, в котором по-прежнему ловится лосось, а в местных реках – нерестится корюшка. Для реализации этой задачи сделано немало: на территории Терминала построена площадка очистных сооружений, где производится многоступенчатая очистка сточных вод с применением осветлительных и сорбционных фильтров, а также – ультрафиолетового обеззараживания. Силами независимых лицензированных организаций и самой Компании непрерывно отслеживается состояние воздушного и водного пространства, для чего на объекте установлены датчики. Данные с них круглосуточно обрабатывает специальная автоматизированная система, готовая в случае возникновения любой нештатной ситуации мгновенно скорректировать работу всех служб Терминала. Выполнены все требования государственных органов в части контроля над состоянием водного объекта. Для минимизации последствий в случае аварийного разлива нефти и нефтепродуктов разработан и утвержден план ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов. У лучших мировых производителей заказано необходимое аварийно-спасательное оборудование, а также построена единственная в МТП Усть-Луга база с причалом для судов экологической флотилии.

База насчитывает около 50-ти единиц техники, необходимого оборудования и плавсредств, и постоянно доукомплектовывается. В 2016 году Компания приобрела рабочий катер ледового класса «Ямбург», построенный на верфи судостроительной компании «Damen Shipyard». Ввод в эксплуатацию которого позволит повысить эффективность

проведения ежедневных превентивных мероприятий на акватории. Катер, аналогов которому нет на всем Северо-Западе России, оборудован дополнительными системами нанесения реагента на воду для ликвидации пленочных загрязнений, имеет ёмкость для сбора нефтепродуктов с воды и оборудован грузоподъемным механизмом и лофетным стволом для подачи огнетушащей пены.

Также для пожарной безопасности на территории Терминала введена в строй система автоматического пожаротушения протяженностью трубопровода 25 км, построено и функционирует пожарное ДЕПО на 5 машин, создана пожарная часть, насчитывающая в личном составе 85 профессиональных спасателей.

Терминал был построен в четыре этапа. В 2015 году терминал закончил строительство и ввел в эксплуатацию объекты проектной мощностью 30 миллионов тонн в год, в том числе 19 миллионов тонн темных нефтепродуктов: разные марки мазутов, вакуумный газойль, и 11 миллионов тонн светлых нефтепродуктов: стабильный газовый конденсат, бензин и нефтя.

ООО «Транснефть Приморск».

История терминала.

31 марта 2000 года- торжественно заложен первый камень на месте строительства Спецморнефтепорта Приморск.

8 октября 2001 года- создание Общества с ограниченной ответственностью «Специализированный морской нефтеналивной порт Приморск».

27 декабря 2001 года- в операторной нефтепирса Спецморнефтепорта Приморск Президент РФ В. В. Путин активировал кнопку «Пуск» и началось заполнение емкостей первого танкера «Петрокрепость». Вступила в строй 1я очередь БТС1 с конечной точкой в порту Приморск мощностью 12 млн. тонн нефти в год.

Июль 2003 года- пропускная способность БТС1 увеличена до 18 млн. тонн нефти в год.

Ноябрь 2003 года- пропускная способность БТС1 увеличена до 30 млн. тонн нефти в год.

Февраль 2004 года- пропускная способность БТС1 – 42 млн. тонн в год, август - мощность БТС1 достигла 50 млн. тонн нефти в год.

2005 год- начало строительства Морского терминала по перегрузке светлых нефтепродуктов.

2006 год- введена в действие 3я очередь ОС, введены в эксплуатацию 3й и 4й причалы с учетными узлами, проведено дооснащение узла учета нефти на входе в резервуарный парк - экспортные возможности БТС1 с конечной точкой в порту Приморск достигли 74 млн. тонн нефти в год.

2008 год- ввод в эксплуатацию I очереди (объем перевалки — 8,4 млн. т дизельное топливо EN590 (Евро5).

Сегодня ООО «Транснефть – Порт Приморск» ориентирован на прием нефти и нефтепродуктов их магистральных нефтепроводов, их хранение и отгрузку в танкеры в интересах нефтяных компаний Российской Федерации. Терминал является крупнейшим среди портов Российского СевероЗапада. Более того, он единственный отечественный порт на Балтике, способный принимать суда дедвейтом до 150 тыс. тонн.

За годы работы ООО «Транснефть – Порт Приморск» внесло значительный вклад в экономику Ленинградской области. Общество активно участвует в разрешении социально – экономических проблем города Приморска Выборгского района Ленинградской области.

ООО «Транснефть Приморск» сегодня – это:

Нефтебаза 1 (нефть):

- резервуарный парк – емкости для приема и хранения нефти – 18 резервуаров РВСПК50000;
- система технологических трубопроводов с узлами технологических задвижек;
- 3 наливные насосные станции; одновременная отгрузка на 4 причалах общей производительностью 50 000 м³/час;
- 6 узлов коммерческого учета количества и качества нефти;
- химикоаналитическая лаборатория контроля качества нефти;
- очистные сооружения производительностью 2,5 тыс. м³/сут;
- экоаналитическая лаборатория;
- пожарное депо;

- четыре грузовых причала, общей протяженностью 1350 метров;
- комплексная система автоматического пожаротушения.

Нефтебаза 2 (нефтепродукт)

- резервуарный парк общим объемом 240 тыс. м³ состоит из 12 резервуаров емкостью 20 тыс. м³ каждый;
- насосная станция для отгрузки нефтепродуктов оборудована четырьмя насосными агрегатами с производительностью 2х1250 м³/ч и 2х3600 м³/ч, что позволяет отгружать более 8 млн т/год дизтоплива и соответствует заявленной мощности первого пускового комплекса первой очереди проекта «Север» в объеме 8,4 млн т /год;
- комплекс очистных сооружений производительность по:
 - производственнодождевым сточным водам 60 м³/час
 - хозяйственнобытовым сточным водам 75 м³/сутки;
 - газовая электростанция состоит из четырех газопоршневых установок, общей мощностью 5,6 мегаватт и емкостей для хранения сжиженного газа общей вместимостью 110 тонн (5х22);
- два грузовых причала, общей протяженностью 697 метров.

В соответствии с планом развития на период с 2015 – по 2020 года запланировано:

Для увеличения объемов перевалки дизельного топлива в порту «Приморск» в 2015 году дан старт реализации инвестиционного проекта «Север-25» «Развитие системы магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в направлении порта «Приморск», включающего в себя:

- техническое перевооружение четырех РВСПК-50000 под прием, хранение и отгрузку дизельного топлива;
- очистку и перевод под транспортировку дизельного топлива части технологических нефтепроводов терминала по перевалке нефти, а так же строительство новых;
- строительство наливной насосной для перекачки дизельного топлива;
- реконструкция 2-х причалов для обеспечения перевалки как нефти, так и нефтепродуктов;

- реконструкция существующих и строительство новых систем учета нефтепродуктов.

С февраля 2015 года для обеспечения транспортировки дизельного топлива в направлении «РПК-Высоцк «Лукойл» в объеме 1,5 млн тонн в год с последующим поэтапным увеличением до 3 и 5 млн тонн начинается реализация инвестпроекта по подключению «РПК-Высоцк «Лукойл-2» к системе магистральных продуктопроводов на терминале светлых нефтепродуктов морского порта «Приморск».

Терминал Туапсе.

Нефтеналивной терминал АО «ТМТП» представляет собой портовый производственный комплекс, предназначенный для отгрузки нефтепродуктов на суда на экспорт.

Терминал состоит из двух отдельных районов – причалов Южного мола (причалы №№ 1, 2) и причалов Нефтепирса (причалы №№ 3, 4, 5, 6), расположенных на акватории морского порта в непосредственной близости к устью реки Туапсе.

Через причалы терминала с помощью технологического оборудования осуществляются грузовые операции по следующим видам нефтепродуктов: дизельное топливо, бензин прямогонный, мазут топочный, газойль вакуумный.

Нефтеналивной терминал АО «ТМТП» не принимает нефтепродукты от железной дороги напрямую из-за отсутствия на его территории железнодорожных путей и накопительных емкостей. Операции по сливу и накоплению партий различных нефтепродуктов выполняются компанией - партнером нефтебазой ООО «РН – Морской терминал Туапсе» с последующей поставкой трубопроводным транспортом к стендерам причалов АО "ТМТП".

Расчетная пропускная способность Нефтеналивного терминала составляет 20 млн тонн в год при полной загрузке 6 причалов. Профицит пропускной способности причалов в 2018 году составляет около 13 млн тонн с дифференцированным распределением предъявляемых грузов в течение года.

Соотношение отгружаемых темных/светлых нефтепродуктов в 2017 году составило 47/53%.

Терминал «Шесхарис» (г.Новороссийск).

Входит в состав Акционерной компании по транспорту нефти «Транснефть» как структурное подразделение.

Проектирование перевалочного комплекса было начато в 1960 году на основании Постановления Совета Министров СССР от 14 июня 1956 года и 24 декабря 1957 года, а также Постановления Совета Министров РСФСР от 12 сентября 1959 года. В 1964 году гигантская стройка на берегу Цемесской бухты по возведению самого крупного в Европе нефтетерминала подошла к рубежу. Новая нефтебаза получила название «Шесхарис» — по названию мыса. Здесь, начиная с отметки 100 метров над уровнем моря, и до 40 метров, был построен резервуарный парк емкостью 99 000 м³. В его составе было 9 резервуаров ЖБР — 10 000 м³, 4 резервуара ЖБР — 2000 м³ и 6 резервуаров ЖБР — 100 м³ и 50 м³ для нефти и нефтепродуктов. 19 октября 1964 года у причала № 4 был загружен первый танкер «Лихославль», направлявшийся в Италию. С момента образования ПНБ «Шесхарис» мощностями перевалочной нефтебазы было отгружено 25,3 тысяч танкеров. Это более 1,2 миллиарда тонн нефти.

Нефтебазы.

Классификация нефтебаз.

Согласно нормам проектирования (СНиП II-П.3-70) все нефтебазы делятся на две группы. К первой группе относятся нефтебазы, являющиеся самостоятельными предприятиями, а также товарно-транспортные и сырьевые цеха нефтяных промыслов, нефтеперерабатывающих заводов и магистральных трубопроводов, располагающих резервуарным парком общим объемом более 2000м³ при хранении легковоспламеняющихся¹ нефтепродуктов и более 10 000м³ при хранении «горючих»² нефтепродуктов. Ко второй группе относятся нефтебазы, входящие в состав предприятий и имеющие общий объем резервуарного парка для хранения легкоиспаряющихся нефтепродуктов менее 2000м³, а для хранения горючих нефтепродуктов менее 10 000м³.

При хранении в подземных резервуарах указанные выше предельные объемы резервуарного парка увеличиваются в 2 раза.

В зависимости от общего объема резервуарного парка нефтебазы делятся на три категории:

- I категория — общий объем парка более 50 000м³;
- II категория — общий объем парка 10 000—50 000м³;
- III категория — общий объем парка до 10 000м³.

По принципу оперативной деятельности нефтебазы делятся на перевалочные, распределительные и при заводские (нефтезаводские и промысловые).

Перевалочные нефтебазы — самые крупные по объему грузооборота, осуществляют перевалку нефтепродуктов для обеспечения примыкающего к ней района, а также выполняют поставки в другие районы страны и отгрузку на экспорт.

Распределительные нефтебазы предназначены для приема, хранения и снабжения нефтепродуктами потребителей, территориально расположенных в районе обслуживания базы.

При заводские нефтебазы осуществляют прием, хранение и отгрузку продукции нефтеперерабатывающих заводов и промыслов.

Объекты нефтебаз и их размещение.

Размещение объектов на территории нефтебазы должно обеспечить удобство их взаимодействия, минимальную длину технологических трубопроводов, водопроводных и тепловых сетей при соблюдении всех противопожарных требований. В общем случае территория нефтебазы разделена на семь зон:

- железнодорожных операций;
- водных операций;
- хранения нефтепродуктов;
- оперативная зона;
- очистных сооружений;
- вспомогательных сооружений;
- административно-хозяйственная зона.

В зоне железнодорожных операций размещаются сооружения для приема и отпуска нефтепродуктов по железной дороге. Основные объекты этой зоны: сливо-наливные эстакады для приема и отпуска нефтепродуктов; насосные станции для перекачки нефтепродуктов из

вагонов-цистерн в резервуары и обратно; лаборатории для проведения анализов нефтепродуктов.

Слив железнодорожных цистерн производится принудительно или сифоном через их горловину (верхний слив), а также принудительно или самотечно через сливной прибор, расположенный снизу цистерны (нижний слив).

В зоне водных операций сосредоточены сооружения для приема и отпуска нефтепродуктов танкерами и баржами. К ним относятся: нефтегавани; причалы и пирсы для швартовки нефтеналивных судов; стационарные и плавучие насосные. Для предотвращения растекания по воде нефтепродуктов, попавших на поверхность воды, акватория нефтегавани отделяется от остального водного пространства плавучими боновыми ограждениями.

Соединение трубопроводов нефтебаз с нефтеналивными судами осуществляется либо с помощью гибких прорезиненных рукавов (шлангов), либо с помощью шарнирно-сочлененных трубопроводов (стендеров). Диаметр стендеров достигает 500 мм, а рабочее давление в них - 1,6 МПа. Стендеры более надежны, чем шланги, и обеспечивают более высокую производительность операций слива-налива.

В зоне хранения нефтепродуктов размещаются: резервуарные парки для светлых и темных нефтепродуктов: резервуары малой вместимости для отпуска небольших партий нефтепродуктов (мерники); обвалование - ограждения вокруг резервуарных парков, препятствующие разливу нефтепродуктов при повреждении резервуаров.

В зоне очистных сооружений сосредоточены объекты, предназначенные для очистки нефтесодержащих вод от нефтепродуктов: нефтеловушки; флотаторы; пруды-отстойники; иловые площадки; шламонакопители; береговые станции по очистке балластных вод; насосные.

Набор перечисленных зон и объектов зависит от категории нефтебазы, назначения и характера проводимых операций.

Довольно широкое распространение получил способ подземного хранения нефти и нефтепродуктов. Различают следующие типы подземных хранилищ:

- в отработанных залежах углеводородов;
- хранилища, сооружаемые в отложениях каменной соли (галите);
- хранилища в пластичных породах, сооружаемые методом глубинных взрывов;
- шахтные и льдогрунтовые хранилища.

Генеральный план нефтебазы представляет собой определенное расположение различных объектов на территории, отведенной для строительства. Генеральный план нефтебазы составляется с учетом всех местных условий: рельефа, геологических и гидрогеологических особенностей площадки, метеорологических условий, номенклатуры нефтепродуктов и некоторых особых условий эксплуатации (противопожарных, санитарных, транспортных и др.).

Топографической основой для разработки генерального плана является ситуационный план с горизонталями. С помощью ситуационного плана с железнодорожными путями, автомобильными дорогами и инженерными сетями (телеграф, телефон, водопровод, канализация, линии электропередач и т. п.) нефтебазы увязываются с транспортными магистралями и с соответствующими сетями района. Железнодорожные тупики помимо малой протяженности и удобного примыкания к магистрали должны быть проведены с необходимыми уклонами и радиусами кривизны. После привязки сетей приступают к размещению всех сооружений по семи зонам. Для облегчения разбивки отдельных объектов на топографический план площадки наносят розу повторных ветров и координатную сетку 100 x100 или 50x50 м. Зона хранения наиболее опасна в пожарном отношении, поэтому ее выделяют в обособленную площадку, доступ на которую разрешается лишь ограниченному кругу людей.

Оперативную зону следует располагать ближе к выезду и въезду, чтобы потребители не задерживались на территории базы. На нефтебазах I и II категорий под оперативную зону отводится специально огороженный участок с самостоятельным въездом и выездом на дороги общего пользования. Объекты зоны вспомогательных технических сооружений

отделяют от других зон, так как там производят работы с открытым огнем, а в производственном отношении существует взаимосвязь между ними.

Зона очистных сооружений проектируется в наиболее пониженном участке территории, чтобы ливневые воды и промышленные стоки могли бы поступать в нефтеловушку самотеком. Весьма важно ориентировать объекты внутри зон по сторонам света, принимая во внимание господствующее направление ветров. Так, котельные и другие объекты, где ведут работы с открытым огнем, надо размещать таким образом, чтобы ветер не сносил дым и искры на резервуарные парки, разливные, железнодорожные тупики и т. д.

С целью меньшего охлаждения зданий зимой целесообразно их располагать длинной стороной вдоль господствующего направления ветров. Части зданий с небольшим числом оконных проемов для лучшего их освещения желательно обращать на юг и восток.

При компоновке зон и отдельных сооружений необходимо добиваться максимально возможного сокращения протяженности технологических трубопроводов и инженерных сетей.

Размещению объектов на плане должна предшествовать горизонтальная планировка всей территории нефтебазы.

Все здания и сооружения на генплане должны иметь габаритные размеры и координаты одного из углов.

Вертикальную планировку площадки нефтебазы производят с учетом следующих требований:

1. должны быть созданы нормальные условия всасывания насосов;
2. по возможности обеспечены самотечный слив и налив железнодорожных цистерн, налив автоцистерн и мелкой тары и т. д.;
3. трубопроводные сети должны быть проложены без «мешков» (резкого изгиба оси трубы в вертикальной плоскости).

Примерный генплан перевалочной нефтебазы представлен на рис. 32.

После разработки генерального плана приступают к составлению технологического плана и схемы трубопроводов нефтебаз, которые

являются основными (исходными) документами для гидравлического расчета трубопроводов.

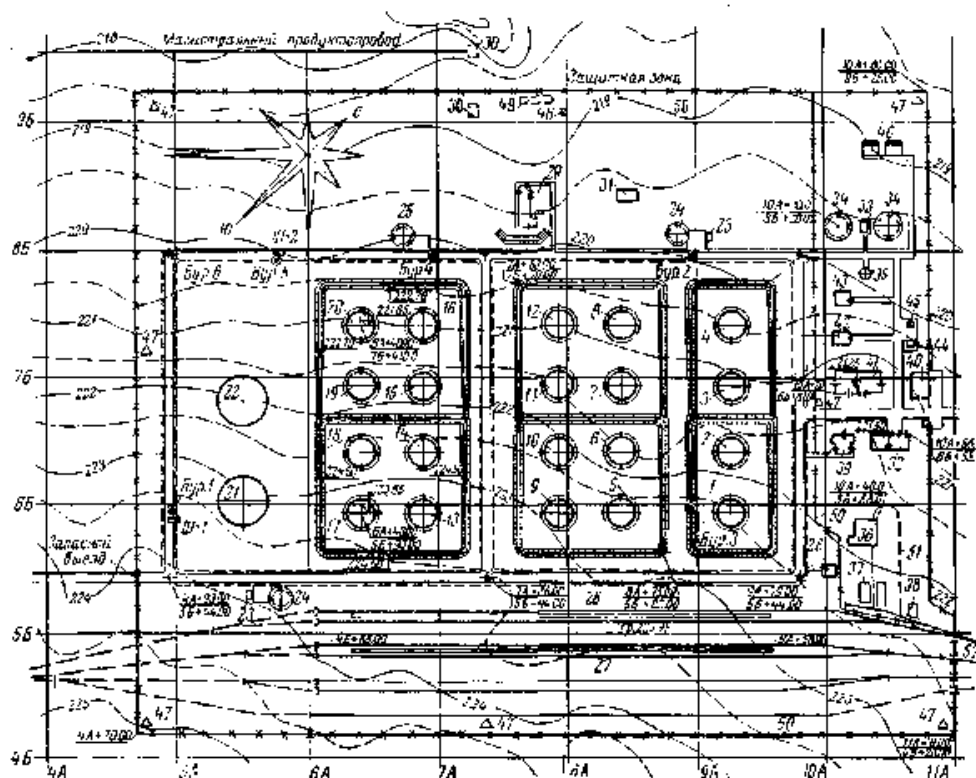


Рис. 32- Генеральный план нефтебазы.

1—22 — резервуары; 23 — склад пенопорошка; 24 — водоем; 25 — запасной водоем; 26—27 — железнодорожные наливные эстакады; 28 — помещение для наливщиков; 29 — наливная насосная; 30 — узлы приема нефтепродуктов из магистральных трубопроводов; 31 — трансформаторная подстанция; 32 — механическая мастерская; 33 — водоносная; 34 — резервуары для воды; 35 — водонапорная башня; 36 — котельная; 37 — площадка для топлива; 38 — площадка для золы; 39 — обмывочная; 40 — контора; 41 — пожарное депо; 42 — здание охраны; 43 — телефонная станция; 44 — лаборатория; 45 — склад проб; 46 — вольер для собак; 47 — сторожевой пост; 48—песколовка; 49 — нефтеловушка; 50 — ограда; 51 — узкоколейка; 52 — железнодорожные линии.

Технологическая схема представляет собой безмасштабную схему сети трубопроводов (с оборудованием), при помощи которой обеспечивается выполнение всех операций по перекачке жидких нефтепродуктов (рис. 33).

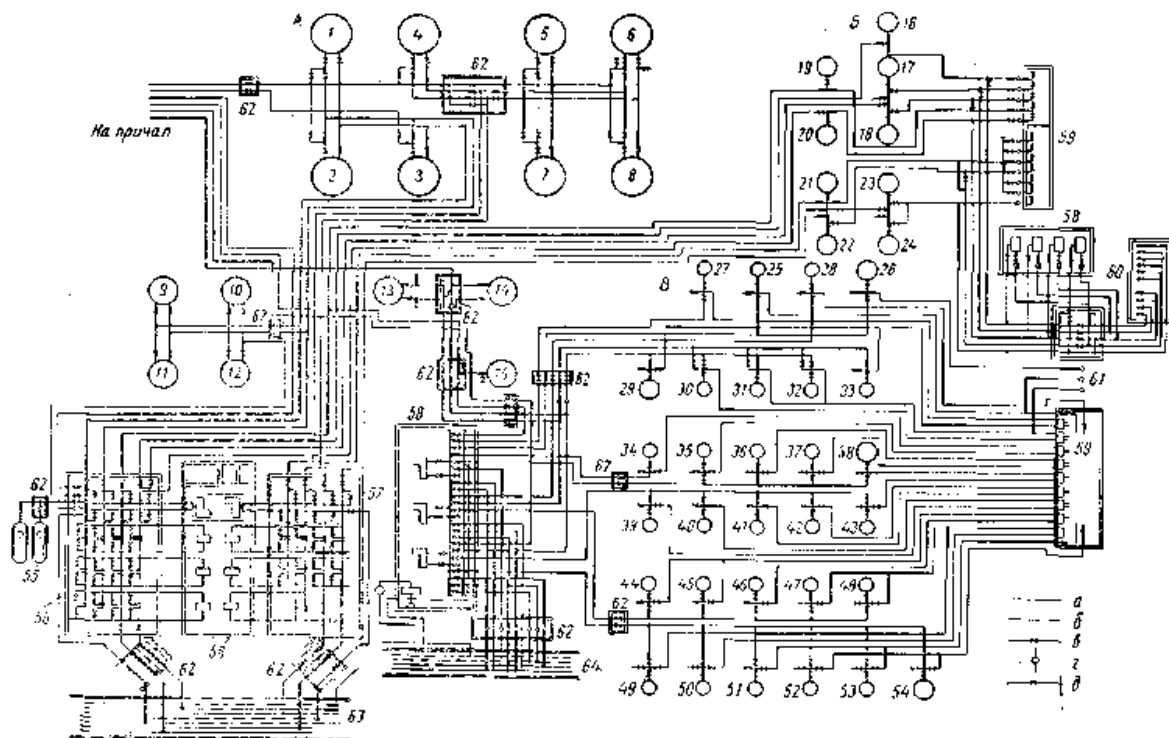


Рис. 33- Технологическая схема трубопроводов нефтебазы.

А - основной блок из резервуаров под: 1-3 - дизельное топливо; 4-8 - автобензин 9-12 - керосин 13-14; -автол 15- моторное топливо; Б — раздаточный технологический блок светлых нефтепродуктов из резервуаров под: 16-17 - керосин 18-дизельное топливо 19-22 -автобензин, 23--24 - авиабензин; В - раздаточный технологический блок масел и темных нефтепродуктов; 25-26 - резервуары дизельного и моторного топлива, 27-54 — резервуары разных масел 55 — подземные резервуары для опорожнения трубопроводов, 56 — 57 — помещения для задвижек, 58-насосные станции, 59-разливочные, 60- автоэстакады, 61 -наливные стоянки для масел и темных нефтепродуктов, 62 - колодцы, 63 - сливно-наливная эстакада для светлых нефтепродуктов, 63 - сливо-наливная эстакада для темных нефтепродуктов и масел; а - нефтепродукты; б — воздухопроводы; в — задвижки; г — фильтры; д — вентили.

Для составления схемы необходимо знать число и объем операций и их одновременность, а также номенклатуру хранимых на нефтебазе нефтепродуктов.

При составлении схемы следует учесть, что помимо основных операций по приему и отпуску нефтепродуктов необходимо осуществлять

Рис. 34- Примерный профиль трассы трубопровода.

При помощи профилей можно: подсчитать объем земляных работ при прокладке трубопровода; проверить работу всасывающих линий построением графиков остаточных напоров; определить «мертвые» остатки нефтепродуктов в резервуарах, которые не могут быть откачаны насосами; выявить наличие «мешков» в трубопроводах, мешающих освобождению их от нефтепродуктов.

Подземные хранилища газа.

Потребление газа неравномерно как по сезонам, так и в течение суток.

Это обусловлено спецификой производства, укладом жизни человека и особенностями климата различных регионов страны. Потребление газа зависит от отопительной нагрузки, следовательно, от температуры воздуха и даже силы ветра.

Из-за неравномерности потребления режимы работы магистрального газопровода и компрессорных станций отклоняются от проектных и происходит перерасход топливного газа, используемого в газоперекачивающих агрегатах (ГПА) с газотурбинным приводом (ГТП).

Для уменьшения неравномерности газопотребления и создания резервов газа на случай аварийных ситуаций на МГ используются подземные хранилища газа. С помощью ПХГ можно смягчить последствия аварийных ситуаций: например, при возникновении аварии после ПХГ излишки газа в газотранспортной системе будут закачиваться в ПХГ. В случае возникновения аварии до ПХГ из него будет подаваться такое количество газа, которое недодаёт газотранспортная система.

Эффективность капиталовложений в ПХГ заключается в дополнительной подаче на промышленные нужды и населению объема газа, равного разности между годовой производительностью МГ без регулирования неравномерности газопотребления и годовой производительностью МГ, которая может быть достигнута с учетом такого регулирования. При этом капиталовложения в МГ уменьшаются на 30%, себестоимость транспорта газа снижается на 15-20%. Расходы на создание ПХГ окупаются в течение 2,5-3 лет.

Для ПХГ могут использоваться выработанные нефтяные или газовые месторождения, водоносные пласты или бывшие залежи каменной соли. ПХГ в пористой среде представляет собой искусственную газовую залежь,

эксплуатируемую циклически. Создание ПХГ начинается с постепенного его заполнения. В этот период, который продолжается несколько лет, годовой объем закачиваемого газа должен превышать объем отбираемого газа. Для закачки газа в ПХГ строят специальные ДКС.

В процессе заполнения ПХГ увеличивается максимальное давление закачки. Диапазон рабочих давлений на выходе из ДКС колеблется от 4 до 19 МПа. Потери давления в пласте и в стволе скважины достигают 2 МПа, в шлейфах и коллекторах от устья скважин до компрессорной станции ПХГ - 0,2-0,3 МПа. На режим сжатия влияет высота столба газа в скважинах, достигающая в глубоких ПХГ 2-3 МПа. Таким образом, снижается давление на выходе из ДКС при закачке газа, а при отборе - на входе в ДКС.

Наибольшая потребность для ПХГ магистральных газопроводов имеется в ГПА (на ДКС) на конечное давление $P_k = 12,8$ МПа; остальные ДКС работают на $P_k = 14,7$ МПа и $P_k = 7,4$ МПа. Отсутствие ГПА на большое давление сдерживает повышение технико-экономических показателей ПХГ. В перспективе планируется создать ПХГ с давлением до 25 МПа.

До последнего времени на ДКС ПХГ работали в основном газомотокомпрессоры (ГМК), так как они имеют высокую степень повышения давления в одной ступени - до $k = 6$, высокое давление сжатия - до 105 МПа, возможность работы при широком диапазоне давлений компримируемого газа.

ГПА с центробежными нагнетателями (ЦБН) конкурируют с ГМК. Решающим фактором применения ГПА с центробежными нагнетателями является снижение приведенных затрат на их сооружение и эксплуатацию, меньшая численность обслуживающего персонала. Но конструкция ГПА усложняется вследствие необходимости применения мультипликатора (повышающего редуктора) для реализации $n = 3 - 4$ при P_k до 20 МПа.

Технологические схемы ДКС ПХГ выполняют с двумя - тремя ступенями сжатия (цехами сжатия). Режим работы ДКС ПХГ - циклический. Продолжительность периодов закачки и отбора составляет примерно 90-150 суток. Остальное время - нейтральный период.

Основное и вспомогательное оборудование ПХГ:

- технологические газопроводы, служат для подачи газа из МГ на территорию хранилища, а также для подачи извлеченного из хранилища газа в МГ или потребителю;
- скважины - дорогостоящее оборудование (сочетание труб различной длины и диаметра, спускаемых концентрично - одна внутри другой - в скважину). Их удельный вес в капиталовложениях всего ПХГ составляет около 40 - 60%;
- газораспределительный пункт (ГРП), в котором выполняются следующие технологические операции: распределение газа по скважинам, регулирование расхода и давления газа, очистка газа от твердых и жидких примесей; измерение расхода, температуры и давления газа, количества отделяемых твердых и жидких компонентов, испытание скважин. На ГРП регуляторы давления не устанавливаются. Регулирование давления осуществляется дросселированием в штуцерах. На нагнетательных линиях ГРП предусмотрена установка обратных клапанов; компрессорная станция для сжатия газа, подаваемого в ПХГ (ДКС);
- аппараты для очистки и осушки газа;
- маслоотделители, если на КС установлены ГМК;
- вспомогательное оборудование: обогреватели у устья скважин для предотвращения образования гидратов и замерзания сборных линий;
- установки для ввода метанола; аппараты воздушного охлаждения газа (АВОг) для охлаждения сжатого газа; контрольно-измерительные приборы - на центральном пункте.

В схеме обустройства ПХГ (рис.35) обычно разделяют стороны высокого и низкого давления. Сторона высокого давления включает все трубопроводы и аппараты, относящиеся к нагнетательной линии, считая от выкида компрессоров последней ступени сжатия до пласта.

Сторона низкого давления начинается за штуцером, включает установку осушки, соединительный и магистральный газопроводы.

Газ из МГ поступает на предварительную очистку в скрубберах, затем на ДКС. Газ, сжатый поршневыми компрессорами, очищается от масла в сепараторах, охлаждается в АВОг и проходит через маслоохладители. При сжатии газа с помощью центробежных нагнетателей дополнительная очистка в сепараторах и маслоотделителях

на ДКС не производится. По коллектору очищенный газ поступает на газораспределительный пункт, где распределяется по скважинам и замеряется расходомерами. ГРП может находиться на территории КС или на значительном расстоянии от нее. Во избежание обратного хода газа при остановке компрессоров на выходе ДКС ставят обратные клапаны.

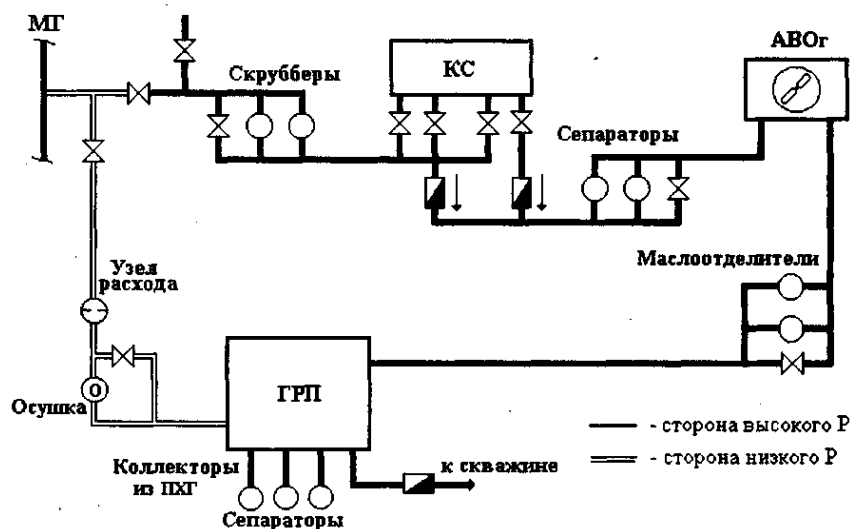


Рис.35- Схема технологической обвязки ПХГ

При отборе газа из хранилища его направляют в сепаратор первой ступени, где отделяются капельная влага и твердые частицы, далее - в сепаратор второй ступени, работающий при давлении газопроводной системы. Затем газ проходит расходомер, обратный клапан и попадает в коллектор, ведущий на установку осушки. После осушки расход газа измеряют общим расходомером, затем газ поступает в подводящий МГ. На коллекторе между ГРП и скважинами устанавливают предохранительный клапан (ПК) на случай недопустимого повышения давления в низконапорной части системы.

Если газ отбирают из ПХГ при помощи ДКС, то после очистки и компримирования он подается на установку осушки, а затем поступает в магистральный газопровод.

Хранение газа в твердом состоянии.

Значительный практический интерес представляет хранение сжиженных газов в виде твердых брикетов. Брикетированные газы представляют собой ячеистую высококонцентрированную эмульсию, в которой одна из жидкостей является сжиженным газом, а другая — полимером. Полимеризуясь, эта жидкость создает ячейки твердого

вещества, которые напоминают пчелиные соты. Сжиженный газ закупорен в этих ячейках. Вся масса принимает свойства твердого тела. Внешне твердое топливо представляет собой брикеты белого или желтого цвета в виде цилиндров. Плотность их близка к плотности исходного сжиженного газа. Содержание сжиженного газа (в виде жидкости) в брикете составляет около 95%, остальные 5% — это вещества, образующие структуру брикета. Размеры ячеек в брикете для разных эмульсий находятся в пределах от 0,5 до 5 мкм.

Для предохранения брикета от внешних повреждений и уменьшения потери горючего за счет испарения на его поверхность вносят слой раствора поливинилового спирта. После высыхания на брикете образуется прочная пленка (в таком виде он хорошо сохраняется длительное время). Брикеты весом 800, 400 и 200 г упаковывают в коробки из плотной бумаги или картона. В таком виде они поступают к потребителю. Наиболее рациональным видом упаковки оказались крафт-бумага в сочетании с легкими деревянными решетками. Хранение в насыпанных ямах на глубине 1,1 м показало, что брикеты не изменяются в течение четырех лет, что оказалось допустимым. Для хранения сжиженных газов в твердом состоянии не расходуется металл и не требуются дорогостоящие хранилища.

Хранение сжиженных газов.

Горючие сжиженные газы, являющиеся товарным продуктом нефтяной и газовой промышленности, бывают двух видов: сжиженные нефтяные газы и сжиженный природный газ.

Сжиженные нефтяные газы (СНГ) - это углеводородные газы, которые при нормальной температуре сравнительно небольшим повышением давления могут быть переведены из газообразного состояния в жидкое. Товарные СНГ представляют собой, как правило, смесь пропана и бутанов с небольшими примесями этана и более тяжелых алканов и алкенов.

Основными источниками получения сжиженных газов являются попутные газы, природный газ газоконденсатных месторождений, природный газ газовых месторождений с повышенным содержанием

тяжелых углеводородов, а также газы, вырабатываемые на нефтеперерабатывающих заводах.

СНГ хранят в наземных и заглубленных металлических резервуарах и в подземных выработках.

В металлических резервуарах СНГ можно хранить при температуре окружающего воздуха и повышенном давлении либо при атмосферном давлении и низких температурах.

Наземные резервуары рассчитывают на рабочее давление, соответствующее давлению насыщенных паров СНГ при максимальной температуре воздуха в летнее время, но не ниже $+ 50^{\circ}\text{C}$. Для заглубленных резервуаров расчетной принимается максимальная температура грунта в летнее время, но не ниже $+ 25^{\circ}\text{C}$. Этим максимальным температурам соответствуют давления насыщенных паров индивидуальных углеводородов, входящих в состав СНГ, от 0,4 до 1,7 МПа. На рабочие давления в этом диапазоне и рассчитывают шаровые и горизонтальные цилиндрические резервуары со сферическими днищами, предназначенные для хранения СНГ.

Цилиндрические резервуары изготовляют объемом от 10 до 200 м³, сферические - объемом 600 м³.

Недостатки металлических резервуаров повышенного давления (большой расход металла, высокая пожаро - и взрывоопасность) в значительной степени устранены в так называемых изотермических резервуарах, где поддерживается низкая температура. Это позволяет хранить газы в жидком состоянии при атмосферном давлении.

Основными компонентами низкотемпературного хранилища для СНГ являются изотермический резервуар и компрессорно-холодильная установка.

Весьма выгодно хранить СНГ в подземных выработках, созданных размывом полостей в соляных пластах и куполах. Капиталовложения для создания таких емкостей в 8-15 раз меньше, чем на сооружения наземных металлических резервуаров, а удельные затраты металла в 40-100 раз меньше.

К подземным выработкам относятся и льдогрунтовые резервуары, представляющие собой выемку в искусственно замороженном грунте.

Такие резервуары можно создавать в любых грунтах, в том числе и в болотистых, водонасыщенных грунтах, они обладают достаточной герметичностью, пониженной пожароопасностью, удельные затраты металла для них малы.

Сжиженный природный газ (СПГ) представляет собой сжиженный метан с весьма незначительными примесями других веществ (азота и др.). Поскольку критическая температура метана - 82,1 град. С, для сжижения его нужно охлаждать ниже этой температуры. Это осуществляется на установках многоступенчатого охлаждения с применением нескольких хладагентов (аммиак, этилен, метан).

Так как в 1м³ СПГ содержится более 600 м³ природного газа при нормальных условиях, возникает возможность хранить большие количества газа в небольших по габаритам емкостях, что особенно ценно при хранении запасов газа для компенсации неравномерности газопотребления в близи крупных городов.

СПГ целесообразно хранить при низком давлении, близком к атмосферному. Для сохранения в жидком состоянии температура СПГ должна быть не выше - 161,4 град.С. Резервуары для хранения СПГ должны иметь надежную теплоизоляцию, а материал резервуаров должен быть стойким к воздействиям низких температур, обладать высокой ударной вязкостью.

Металлические резервуары для хранения СПГ изготавливают двухстенными, с внутренней оболочкой из никелевой стали (легированной 3,5% и более никеля) и межстенным пространством, заполненным теплоизоляционными материалами (бальза, пористые пластмассы, перлит).

СПГ также хранят в льдогрунтовых резервуарах и железобетонных резервуарах с двойной стенкой. В обоих случаях снимается проблема хладноломкости материала (в льдогрунтовых резервуарах она остается для металлической кровли обычно изготавливаемой их не подверженных хладноломкости цветных металлов) и сокращаются затраты на теплоизоляцию, так как грунт и особенно бетон обладают значительным тепловым сопротивлением.

Транспорт сжиженных газов.

В связи со значительным ростом производства сжиженных углеводородных газов и их использования проблема транспорта этих газов от мест выработки до районов потребления приобретает первостепенное значение. Транспорт сжиженных газов от пунктов выработки к местам потребления может быть классифицирован по видам применяемых для этого средств:

1. железнодорожные цистерны;
2. автомобильные цистерны;
3. обычно бортовые и специальные автомашины, перевозящие баллоны или другие сосуды;
4. трубопроводы;
5. морские и речные суда.

В железнодорожных цистернах для сжиженных газов большого объема резервуар является несущей конструкцией — рамой, к которой при помощи опорных устройств крепят ходовые тележки. Увеличение объема цистерны позволяет уменьшить удельную затрату металла и повысить экономичность железнодорожных перевозок сжиженного газа.

В практике газоснабжения широкое применение получили автоцистерны АЦЖГ-4-164 объемом 4 м³, смонтированные на шасси автомобилей ЗИЛ-130. На заднем днище сварены люк с комплектом приборов и указатель уровня сжиженного газа (водомерная стеклянная трубка). Арматура для наполнения и слива сжиженного газа помещена в нижней части заднего днища цистерны.

Морской и речной транспорт сжиженных газов в специально для этого приспособленных судах получил значительное распространение за рубежом. В ряде стран накоплен значительный опыт по таким перевозкам.

Широко используется морской транспорт сжиженных газов в Италии, Дании, Японии, Англии, Голландии и других странах. Большие количества сжиженных газов перевозят из США и стран Южной Америки через Атлантический океан в Европу.

Грузоподъемность некоторых танкеров достигает 12 000 т и более. Емкости обычного типа для сжиженных газов, размещаемые на судне, имеют преимущественно цилиндрическую форму; в эксплуатации находятся также сферические емкости. В 1964 г. в США был сооружен

танкер «Пол Эндикот» для перевозки сжиженного газа в Англию грузоподъемностью 14 000 т пропана. Сжиженный пропан на танкере заливают в изотермические емкости.

Как показывает зарубежный и отечественный опыт, трубопроводный транспорт сжиженных газов весьма практичен и в ряде случаев оказывается экономически наиболее приемлемым по сравнению с другими видами транспорта.

Различают в основном два метода передачи сжиженных газов по трубопроводам: по специально предназначенному для этого трубопроводу и комбинированный с использованием трубопровода для последовательной перекачки сжиженного газа с другими светлыми нефтепродуктами.

Соединенные штаты Америки обладают наиболее развитой сетью трубопроводов для транспорта сжиженных газов на большие расстояния. Магистральный трубопровод протяженностью 400 км, проложенный между городами Вуд-Ривер и Чикаго, эксплуатируется с 1940 г. и используется для перекачки сжиженных газов и других легких продуктов перегонки нефти. Станция перекачки производительностью 3000 м³/сут каждая расположены примерно через каждые 130 км. На станциях установлены центробежные четырехступенчатые насосы, приводимые в движение шестицилиндровыми газовыми двигателями мощностью по 200 л. с. Топливом для двигателей служит бутан, перекачиваемый по магистрали.

Газораспределительные сети.

Газораспределительной сетью называют систему трубопроводов и оборудования, служащую для транспорта и распределения газа в населенных пунктах.

Газ в газораспределительную сеть поступает из магистрального газопровода через газораспределительную станцию. В зависимости от давления различают следующие типы газопроводов систем газоснабжения:

- высокого давления (0,3...1,2 МПа);
- среднего давления (0,005...0,3 МПа);
- низкого давления (менее 0,005 МПа).

В зависимости от числа ступеней понижения давления в газопроводах системы газоснабжения населенных пунктов бывают одно-, двух- и трехступенчатые:

1) одноступенчатая (рис. 36 а) - это система газоснабжения, при которой распределение и подача газа потребителям осуществляются по газопроводам только одного давления (как правило, низкого); она применяется в небольших населенных пунктах;

2) двухступенчатая система (рис. 36 б) обеспечивает распределение и подачу газа потребителям по газопроводам двух категорий: среднего и низкого или высокого и низкого давлений; она рекомендуется для населенных пунктов с большим числом потребителей, размещенных на значительной территории;

3) трехступенчатая (рис. 36 в) - это система газоснабжения, где подача и распределение газа потребителям осуществляются по газопроводам и низкого, и среднего и высокого давлений; она рекомендуется для больших городов.

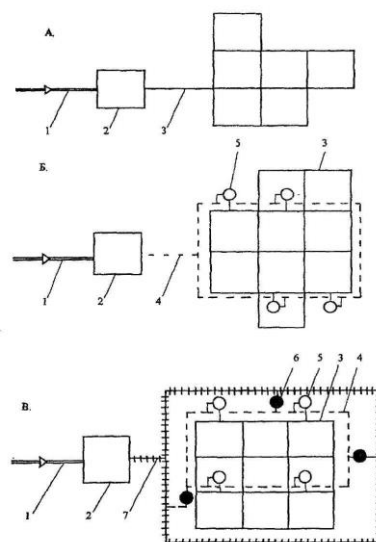


Рис. 36- Принципиальная схема газоснабжения населенных пунктов: А - одноступенчатая; Б - двухступенчатая; В - трехступенчатая; 1 - отвод от магистрального газопровода; 2 - ГРС; 3 - газопровод низкого давления; 4 - газопровод среднего давления; 5,6 - газорегуляторный пункт; 7 - газопровод высокого давления.

При применении двух- и трехступенчатых систем газоснабжения дополнительное редуцирование газа производится на газорегуляторных пунктах (ГРП).

Газопроводы низкого давления в основном используют для газоснабжения жилых домов, общественных зданий и коммунально-бытовых предприятий. Газопроводы среднего и высокого (до 0,6 МПа) давлений предназначены для подачи газа в газопроводы низкого давления через городские ГРП, а также для газоснабжения промышленных и крупных коммунальных предприятий. По газопроводам высокого (более 0,6 МПа) давления газ подается к промышленным потребителям, для которых это условие необходимо по технологическим требованиям.

По назначению в системе газоснабжения различают распределительные газопроводы, газопроводы-вводы и внутренние газопроводы. Распределительные газопроводы обеспечивают подачу газа от источников газоснабжения до газопроводов-вводов. Газопроводы-вводы соединяют распределительные газопроводы с внутренними газопроводами зданий. Внутренним называют газопровод, идущий от газопровода-ввода до места подключения газового прибора, теплоагрегата и т.п.

По расположению в населенных пунктах различают наружные (уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые, межпоселковые) и внутренние (внутрицеховые, внутридомовые) газопроводы.

По местоположению относительно поверхности земли различают подземные и надземные газопроводы.

По материалу труб различают газопроводы металлические (стальные, медные) и неметаллические (полиэтиленовые, асбоцементные и др.).

Подключение и отключение отдельных участков газопроводов и потребителей газа осуществляют с помощью запорной арматуры - задвижек, кранов, вентилях. Кроме того, газопроводы оборудуют следующими устройствами: конденсатосборниками, линзовыми или гибкими компенсаторами, контрольно-измерительными пунктами и т.п.

Оборудование по доставке газа от системы магистральных газопроводов до ввода газа требуемого качества потребителям включает:

- Автоматические газораспределительные станции.
- Газорегуляторные пункты.
- Системы одоризации газа.
- Пункты подготовки газа.
- Узловые решения.
- Установки осушки газа.
- Автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (АГНКС).
- Модульные контейнеры.
- Автоматизация процессов.

Автоматические газораспределительные станции.

Автоматические газораспределительные станции предназначены для подачи газа населенным пунктам, промышленным предприятиям и другим потребителям



Рис. 37- Автоматическая газораспределительная станция

АГРС способная выполнять целый комплекс сложнейших задач:

- Снижение давления газа до заданного значения и автоматическое поддержание его на заданном уровне;
- Высокую степень очистки газа, с удалением жидких фракций и автоматическим сбросом конденсата;
- Автоматическое поддержание заданной температуры газа на выходе из АГРС;
- Учёт расхода газа с возможностью измерения качественных показателей природного газа с помощью хроматографов газа;
- Одоризацию газа.

АГРС по сравнению с другими моделями газораспределительных станций имеет ряд технологических преимуществ:

- АГРС в отличие от газорегуляторных пунктов шкафного типа способно поддерживать постоянную оптимальную температуру внутри блока, что значительно повышает износостойкость расходных материалов
- АГРС не требует постоянного присутствия специалиста
- Передовые технологии, применяемые в АГРС, обеспечивают экологическую безопасность объекта
- Резервный источник питания, обеспечивающий сохранение; работоспособности в течение 24 часов без потери информации.

Газорегуляторные пункты.



Рис. 38- Газорегуляторный пункт.

Газорегуляторные пункты предназначены для:

- Редуцирования входного высокого давления газа на пониженное;
- Поддержания заданного выходного давления независимо от изменения выходного расхода и входного давления;
- Автоматического отключения подачи газа при аварийном повышении или понижении выходного давления от допустимых заданных значений;
- Очистки входного газа от механических примесей.

Возможны различные схемы исполнения газорегуляторных пунктов в зависимости от исходных данных и требований Заказчика.

Система одоризации газа.

Предназначена для автоматизации процесса одоризации природного газа и может применяться в составе газораспределительных станций и систем, а также промышленных установок.



Рис. 39- Система одоризации газа

Одоризаторы газа работают по принципу инъекции и автоматически поддерживают задаваемую концентрацию одоранта перед подачей природного газа потребителю. Системы могут оснащаться аварийным (байпасным) устройством одоризации абсорбционного, фитильного или капельного типа. Устройство обеспечивает поддержание заданной концентрации одоранта, пропорционально расходу газа.

Пункты подготовки газа

Пункты Подготовка Газов (ППГ) предназначены для подготовки газа перед его подачей потребителям в обусловленном количестве, с определенным давлением, необходимой степенью очистки и измеренными физико-химическими параметрами.

Технологическое оборудование ППГ обеспечивает следующие показатели:

- Снижение давления газа до заданного и автоматическое поддержание его на заданном уровне;
- Высокую степень очистки газа, с удалением жидких фракций и автоматическим сбросом конденсата;
- Автоматическое поддержание заданной температуры газа на выходе из ППГ;

- Коммерческий учёт расхода газа с возможностью измерения качественных показателей природного газа с помощью хроматографов и калориметров газа;

- Одоризацию газа.

Автоматизация ППГ обеспечивает высокую степень защиты всего оборудования. ППГ в свой состав включают следующие узлы:

- Очистки газа (с автоматическим сбросом конденсата);
- Подогрева газа;
- Редуцирования давления газа;
- Коммерческого учета расхода газа;
- Измерения качественных характеристик газа;
- Сбросных клапанов;
- Редуцирования и учета расхода газа на собственные нужды;
- Одоризации газа (с автоматической коррекцией объема вводимого одоранта);
- КИПиА (с блоком операторной);
- Переключения.

Узловые решения

Можем предложить любые технологические схемы для газовой промышленности. Узел может состоять из основного устройства (фильтр, подогреватель, регулятор, ПОК, ПСК и т.д.), или из комбинации нескольких основных устройств, а также трубопроводов, запорной арматуры, импульсных линий, КИПиА. Несколько узлов могут объединяться в комплексные устройства. Узлы могут устанавливаться на рамах или в боксах.



Рис. 40- Узловое решение

Широкий спектр применяемого оборудования для узловых решений дает следующие преимущества:

- Высокая производительность;
- Высокая степень очистки;
- Высокая точность измерений;
- Простота и удобство управления.

Узлы учета газа.

Предназначены для измерения и регистрации объемного расхода природного газа, а также для определения его показателей качества, включая компонентный состав, плотность, влажность, удельную теплоту сгорания и число Воббе. Для вычисления нормального объема используются электронные преобразователи, гарантирующие высокую точность измерения объема газа.

Узлы редуцирования

Узлы редуцирования предназначены для изменения давления и автоматического, бесперебойного поддержания выходного давления газа, а также автоматического отключения подачи газа при изменении выходного давления сверх установленных пределов. Узлы редуцирования могут использоваться для природного газа и любых неагрессивных газов.

В зависимости от требований, возможны различные схемы исполнения узлов редуцирования. В качестве регулирующего органа могут использоваться пилотные и беспилотные регуляторы давления газа, клапаны регулирования расхода с электроприводом. Защита от превышения/понижения давления может осуществляться предохранительными сбросными клапанами, предохранительными отсекающими клапанами, схемами с двумя регуляторами (монитор-актив), запорной арматурой с электроприводами. Для управления узлами редуцирования газа могут применяться системы автоматизации на базе контроллеров Siemens или Honeywell. Используемое оборудование рассчитано на работу в широком диапазоне давлений и расходов газа.

Узлы фильтрации

Узлы очистки газа (УОГ) предназначены для очистки газа от механических примесей и капельной влаги, с дальнейшим ее удалением в ёмкость сбора конденсата.

Узлы подогрева газа

Узел подогрева газа – служит для подогрева газа до заданной температуры.

Узлы ограничения подачи газа

Установка контроля и регулирования параметров газа автоматическая. Является системой регулирования расхода и давления газа, а также может применяться для ограничения подачи газа.

В состав типового узла входит:

- Запорная арматура;
- Клапан регулирования расхода газа;
- Система автоматического управления;
- Счетчик газа (любого типа);
- Корректор объема газа (любого типа);
- Коммуникационные шлюзы для связи системы управления узла с диспетчерской поставщика;
- Системы верхнего уровня для диспетчерских поставщика газа;
- Датчики давления;
- Датчик температуры.

Установки осушки газа



Рис. 41- Установка осушки газа.

Осушка газа это удаление влаги из газа. Качественная осушка обеспечивает непрерывную эксплуатацию оборудования и газопроводов, предотвращая образование ледяных и гидратных пробок. Требуемая глубина осушки определяет технологию, метод и набор необходимого оборудования.

Автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (АГНКС)

АГНКС на сегодня являются единственной реальной альтернативой автомобильным заправкам на жидких видах топлива.



Рис. 42- Автомобильная газонаполнительная компрессорная станция.

Основные преимущества:

- Конечный потребитель может для входа в станцию брать газ напрямую с перекачивающего газопровода с давлением от 0,5 до 75 бар;
- Все компрессоры имеют водяное охлаждение;
- Обеспечено встроенное охлаждение рубашки, смазочного масла и сжатого газа;
- Компрессоры с водяным охлаждением автоматически сокращают уровни шума;
- Все компрессоры и иные компоненты требуют проведения первого технического обслуживания только после 4,000 часов наработки.

Производит и поставляет современное оборудование для компримирования (сжатия) природного газа (метана) по новейшим технологиям. В России и странах СНГ компрессорные установки установлены более, чем на 50 АГНКС.

Модульные контейнеры.

Компания может изготавливать модульные контейнеры различных конструкций и модификаций, в том числе с полным комплексом современных инженерных систем. В контейнерах предусмотрено наличие освещения, вентиляции, отопления с автоматической регуляцией температуры, кондиционирования воздуха, датчиков контроля загазованности, пожарной сигнализации и системы пожаротушения.

Автоматизация процессов.



Рис. 43- Узел автоматического управления.

Системы автоматизации станций решают комплексные задачи, такие как: регулирование давления, расхода, температуры с одновременной регистрацией, визуализацией и дистанционной передачей данных. Система строится на базе промышленных контроллеров Siemens или Honeywell. Их применение позволяет автоматизировать работу широкого спектра оборудования (регуляторов давления газа, клапанов расхода с электроприводами, запорной арматуры, газовых котлов и другие комплектующие станции). Модульный принцип построения контроллеров, встроенные средства резервирования, многофункциональная конфигурация, подсистемы ввода/вывода позволяет создавать гибкие системы по индивидуальным требованиям заказчиков.

Список литературы

1. Алиев Р.А., Немудров А.Г. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1988.
2. Абдулаев Л.Л., Бланк В.В., Юфин В.А. Контроль в процессах транспорта и хранения нефтепродуктов. - М.: Недра, 1990. - 263 с.
3. Аварийно-восстановительное обслуживание магистральных нефтепроводов / И. Н.Ахатов, В.Д.Черняев, М.Г.Векшейн и др. - М.: ВНИИОЭНГ, 1978. - 79 с.
4. Александров И.А. Перегонка и ректификация в нефтепереработке. - М.: Химия, 1981. -352с.
5. Айвазян С.А. Статистические исследования зависимостей. -М.: Металлургия, 1968. - 227 с.
6. Алиев Р.А., Дзеба О.Г., Юфин В.А. Реологические свойства высоковязких и высокозастывающих нефтей в смеси с углеводородами-разбавителями //Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов: Обз. инф. - М.: ВНИИОЭНГ, 1986, вып.10. - С.10-13.
7. Антипов В.Н., Земенков Ю.Д., Забазнов А.И., Чепурский В.Н. Особенности эксплуатации конденсатопроводов в условиях Западной Сибири. - М.: ВНИИЭгазпром, 1991. - 54 с.
8. Антипов В.Н., Земенков Ю.Д. Контроль утечек при трубопроводном транспорте жидких углеводородов. - Тюмень: ТГНГУ, 1999. - 326с.
9. Антонов В.П. Нормативно-техническая документация по охране окружающей среды и ее применение в нефтегазовой промышленности //Трубопроводный транспорт. - 1997.- № 3. - С. 31-35.
- 10.Бабин Л.А., Григоренко П.Н., Ярыгин Е.Н. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов. М.: Недра, – 1995.
- 11.Бандаренко П.М., Григорьев П.А. Новые методы и средства контроля состояния подземных трубопроводов без из вскрытия. – М.: ВНИИОНГ, 1971.
- 12.Басниев К.С. Добыча и транспорт газа и газового конденсата. – М.: Недра, 1985.
- 13.Бахмат Г.В., Ерёмин Н.В., Степанов О.А. Аппараты воздушного охлаждения газа на компрессорных станциях. – СПб.: Недра, 1994.

14. Бекнев В.С., Михальцев В.Е., Шабаров А.Б. Турбомашинны газотурбинных установок. – М.: Машиностроение, 1983.
15. Березин В.Л., Суворов А.Ф. Сварка трубопроводов и конструкций. – М.: ВНИИОНГ, 1971.
16. Басниев К.С. Добыча и транспорт газа и газового конденсата. - М.: Недра, 1982. - 350 с.
17. Беннетт К.О., Майерс Д.Е. Гидродинамика, теплообмен и массообмен. - М.: Недра, 1966. - 726 с.
18. Большаков Г.Ф. Восстановление и контроль качества нефтепродуктов. - М.: Недра, 1988. - 350 с.
19. Боровая М.С., Нехамкина Л.Г. Лаборант нефтяной и газовой лаборатории. - М.: Недра, 1990. - 317 с.
20. Бородавкин П.П., Ким Б.И. Охрана окружающей среды при строительстве и эксплуатации магистральных нефтепроводов. - М.: Недра, 1981. - 159 с.
21. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении / Абузова Ф.Ф., Бронштейн И.С., Новоселов В.Ф. и др. - М.: Недра, 1981. - 243 с.
22. Бунчук В. А. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа. М.: Недра, 1977. - 366 с.
23. Волков М.М. и др. Справочник работника газовой промышленности. – М.: Недра, 1989.
24. Вязунов Е.В., Дымшиц Л.А. Методы обнаружения утечек из магистральных нефтепродуктопроводов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов: Обз. инф. - М.: ВНИИОЭНГ, 1979. - 51 с.
25. Гумеров А.Г., Гаскоров Н.Х., Мавлютов Р.М., Азметов Х.А. Методы повышения несущей способности действующих нефтепроводов. Научно-технический обзор. – М., ВНИИОЭНТ, 1983, 56 с.
26. Гумеров А.Г., Гумеров Р.С., Азметов Х.А. и др. Руководящий документ. Инструкция по рекультивации земель, нарушенных и загрязненных при аварийном и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов. Министерство топлива и энергетики Российской Федерации, акционерная компания «Транснефть», институт проблем транспорта энергоресурсов, Уфа, 1997.

27. Гухман Л.М. Подготовка газа северных газовых месторождений к дальнему транспорту. – Л.: Недра, 1990.
28. Галеев В.Б., Карпачев М.З., Храменко В.И. Магистральные нефтепродуктопроводы. - М.: Недра, 1986. - 256 с.
29. Гриценко А.И., Александров И.А., Галанин И.А. Физические методы переработки и использования газа. - М.: Недра, 1981. - 224 с.
30. Губин В.Е., Губин В.В. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. - М.: Недра, 1982. - 296 с.
31. Гусейн-заде М.А., Юфин В.А. Неустановившееся движение нефти и газа в магистральных трубопроводах. - М.: Недра, 1981. - 231 с.
32. Ерёмин Н.В., Степанов О.А., Яковлев Е.И. Компрессорные станции магистральных газопроводов (надёжность и качество). – СПб.: Недра, 1995.
33. Зайцев Л. А. Регулирование режимов работы магистральных нефтепроводов. - М.: Недра, 1982. - 240 с.
34. Иванцов О.М. Надёжность строительных конструкций магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1985. – 232 с.
35. Каспарьянц Е.С. Промысловая подготовка нефти и газа. – М.: Недра, 1973.
36. Коротаев Ю.П. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. Справочное руководство в двух томах. Том 2 // – М.: Недра, 1984.
37. Коршунов Е.С., Едигаров С.Г. Промысловый транспорт нефти и газа. – М.: Недра, 1975.
38. Коршак А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учеб. для вузов / А. А. Коршак, А. М. Нечваль ; под ред. А. А. Коршака. - СПб. : Недра, 2008. - 486 с.
39. Коршак, А. А. Нефтебазы и АЗС: учеб. пособие / А. А. Коршак, Г. Е. Коробков, Е. М. Муфтахов. - Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2006. - 416 с.
40. Крылов Г.В., Матвеев А.В., Степанов О.А., Яковлев Е.И. Эксплуатация газопроводов Западной Сибири. – Л.: Недра, 1985.
41. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М.: Недра, 1983.

- 42.Макагон Ю.Ф. Гидраты природных газов. – М.: Недра, 1974.
- 43.Микаэлен Э.А. Эксплуатация газотурбинных газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций газопроводов. – М.: Недра, 1994. – 304с.
- 44.Панов Г.Е., Петряшин Л.Ф., Лысяный Г.Н. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 1986.
- 45.Пиотровский А.С., Старцев В.В. Повышение надежности и эффективности работы компрессорных станций с газотурбинными ГПА. Серия: транспорт и подземное хранение газа. Обзорная информация. М., 1993.
- 46.Поршаков Б.П. Газотурбинные установки. – М.: Недра, 1992.- 238 с.
- 47.Степанов О.А., Крылов Г.В. Хранение и распределение газа: Учебник для техникумов. – М.: Недра, 1994.
- 48.Телегин Л.Г., Ким Б.И., Зоненко В.И. Охрана окружающей среды при сооружении и эксплуатации газонефтепроводов. – М., «Недра», 1988.