

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО
СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

**ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ АБУ РАЙХАНА БЕРУНИ**

Б.А.Алиев, М.Д.Буранов

У Ч Е Б Н О Е П О С О Б И Е

**Транспорт и хранение нефти,
нефтепродуктов и газа**

15 24236

Ташкент – 2005

УДК 620. 197: 621. 643: 006. 354

Б.А.Алиев, М.Д.Буранов

Учебное пособие к изучению курса «Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа». Б.А.Алиев, М.Д.Буранов. - Ташкент: Изд. ТашГТУ, 2006. 202 с.

Курс «Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа» является одним из основных предметов, изучаемых студентами бакалавриата по направлению 540300 «Нефтегазовое дело».

Данный курс охватывает такие разделы, как система сбора, транспортирование и подготовка нефти, газа и воды на промыслах, транспорт нефти и нефтепродуктов, расчет магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, хранение нефти и нефтепродуктов, резервуарные парки для хранения нефти и нефтепродуктов, борьба с потерями, замер и учет нефти и нефтепродуктов, технологические трубопроводы нефтебаз, транспорт газа, газораспределительные станции магистральных газопроводов и газовые сети.

Табл. 22, Ил. 57. Библиогр. -17.

Кафедра «Проектирование и эксплуатация газопроводов и нефтебаз».

Печатается по решению научно-методического совета Ташкентского государственного технического университета.

Рецензенты: Г.С.Арутюнов- т.т. инж., проектировщик «Узгазтойиха», Ш.К.Агзамов- зав.кафедрой МОНИ Института нефти и газа .

© Ташкентский государственный технический университет им. Бегунни, 2006

1. Системы сбора, транспортирования и подготовки нефти, газа и воды на промыслах

1.1. Общие сведения о системах промыслового сбора и технологических установках подготовки нефти, газа и воды

Система промыслового сбора (СПС) и транспортирования нефти, газа и воды - это разветвленная сеть трубопроводов, проложенных на площадях месторождений подземно, надземно, подводно или надводно.

Все трубопроводы, транспортирующие как однофазные (нефть, газ или вода), так и двухфазные (нефть + газ) или многофазные (нефть + газ + вода) жидкости, проверяются на пропускную способность, т.е. на гидравлические сопротивления с учетом или без учета перепада температур, а также на механическую прочность.

Нефть, извлекаемая на поверхность из скважин, часто называется «сырой» нефтью, поскольку в ней содержится пластовая вода с растворенными солями, газы органического (от C_1 до C_4) и неорганического (H_2S , CO_2) происхождения, а также механические примеси (песок, глина, известняк и т.д.). Для получения товарной нефти и нефтяного газа, а также пластовой воды, которую можно было бы снова возвращать в пласт, применяют специальные технологические установки.

Таким образом, технологические установки подготовки нефти, газа и воды - это комплекс блочного автоматизированного оборудования и аппаратов, в которых последовательно и непрерывно происходят процессы обезвоживания и обессоливания нефти, осушка (от водяных паров) и очистка (от сероводорода H_2S и двуокиси углерода CO_2) нефтяного газа, а также очистка пластовой сточной воды от кандалек нефти, механических примесей, железа, сероводорода, углекислого газа и кислорода.

Обезвоживание и обессоливание добытой на поверхность нефти проводят для: 1) уменьшения транспортных расходов; 2) предотвращения образования стойких эмульсий; 3) снижения коррозионного разрушения промыслового, магистрального и заводского оборудования.

Осушку и очистку нефтяного газа проводят для: 1) предотвращения гидратообразования в газопроводах; 2) снижения коррозионного разрушения газопроводов и оборудования, установленного на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ).

Очистку и ингибирование пластовой воды проводят для: 1) сохранения «чистоты» призабойной зоны или, иными словами, сохранения приемистости нагнетательных скважин; 2) предотвращения образования коррозионных разрушений в напорных трубопроводах и в эксплуатационных колоннах нагнетательных скважин.

Для всех описанных операций сбора, транспортирования и подготовки нефти, газа и воды в комплексном проекте разработки месторождения предусматривается размещение основных нефтепромысловых объектов и коммуникаций, на сооружение которых расходуется около 50 % капиталовложений, выделяемых нефтедобывающей промышленностью.

1.2. Системы промыслового сбора и транспортирования нефти, газа и воды, применяемые на старых площадях, их достоинства и недостатки

До недавнего времени все системы сбора и транспортирования нефти, газа и воды были негерметизированными, двухтрубными, в большинстве случаев самотечными, такие системы продолжают эксплуатироваться на старых площадях.

Существует несколько разновидностей двухтрубных самотечных систем сбора и транспортирования нефти, газа и воды [3,7]. Поэтому здесь не описан анализ работы всех этих систем, а приведен лишь один пример работы системы и отдельных ее узлов.

Двухтрубной системой она называется потому, что нефть и газ, разделенные в сепараторах, установленных у устьев скважин или на сборных пунктах, транспортируются каждый по своему трубопроводу до центрального пункта сбора, а самотечной - потому, что движение нефти по выкидным линиям или сборным коллекторам осуществляется за счет разности геодезических отметок.

При самотечной системе сбора продукцию каждой отдельной скважины можно измерять как в индивидуальных, так и в групповых замерно - сепарационных установках.

На рис.1, а показана схема индивидуальной замерно - сепарационной установки (ИЗУ) самотечной системы, а на рис.1. б - групповая замерно - сепарационная установка (ГЗУ).

Индивидуальная замерно-сепарационная установка самотечной системы сбора работает следующим образом. Нефть и газ от скважин 1 (см.рис.2,а) поступают в ИЗУ 2, расположенную

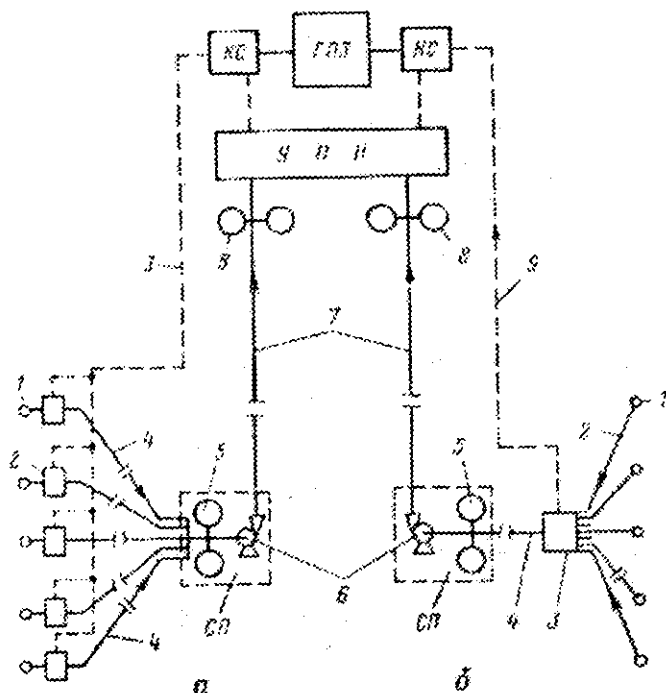


Рис.1. Негерметизированная двухтрубная самотечная система сбора и транспортирования нефти, газа и воды:

а- индивидуальная замерно - сепарационная установка:
1-скважина; 2- индивидуальная замерная установка; 3- газопровод; 4-самотечная выкидная линия; 5- участковые

резервуары сборного пункта (СП); 6- насос; 7-сборный коллектор; 8- сырьевые резервуары;

б - групповая замерно-сепарационная установка: 1 - скважина, 2-выкидные линии, 2- групповая замерная установка, 4-самотечный сборный коллектор, 5-участковые резервуары сборного пункта, 6-насос, 7-сборный коллектор, 8-сырьевые резервуары, 9-газопровод.

В непосредственной близости от устья скважины 1 Нефть и вода, отделенные в трапах от газа, поступают в самотечные выкидные линии 4, а затем в участковые негерметизированные резервуары 5 сборного пункта СП. Из резервуаров 5 нефть забирается центробежным насосом 6 и подается по сборному коллектору 7 в сырьевые резервуары 8 установки подготовки нефти (УПН). При соответствующем рельефе местности иногда сборный коллектор 7 является самотечным. Отстоявшаяся вода в резервуарах 5 сбрасывается в канализацию или вместе с нефтью (в виде эмульсии) транспортируется до сырьевых резервуаров 8 (УПН). Отсепарированный в трапе, установленном на площадке ИЗУ, газ под собственным давлением (до 0,4 МПа) транспортируется по сборному газопроводу 4 на газоперерабатывающий завод (ГПЗ) (если он имеется) или до компрессорной станции (КС) (если площадь месторождения большая), которая подает его также на ГПЗ.

Групповая замерно-сепарационная установка (ГЗУ) (см.рис2,б) в отличие от ИЗУ самотечной системы сбора располагается вдали от скважин 1 и работает следующим образом. Нефть, газ и вода, добываемые из скважин, по выкидным линиям длиной от 1 до 2 км под давлением на устьях скважин направляются на ГЗУ, где происходит их разделение и измерение. После ГЗУ нефть и вода по сборному самотечному трубопроводу 4 поступают в участковые негерметизированные резервуары 5 сборного пункта, а из них центробежным насосом подаются по сборному коллектору 7 в сырьевые резервуары УПН. Отсепарированный от нефти в трапах газ на ГЗУ под собственным давлением по сборному газопроводу 9 транспортируется на ГПЗ или на компрессорную станцию КС. К сборному газопроводу может быть подключено несколько ГЗУ.

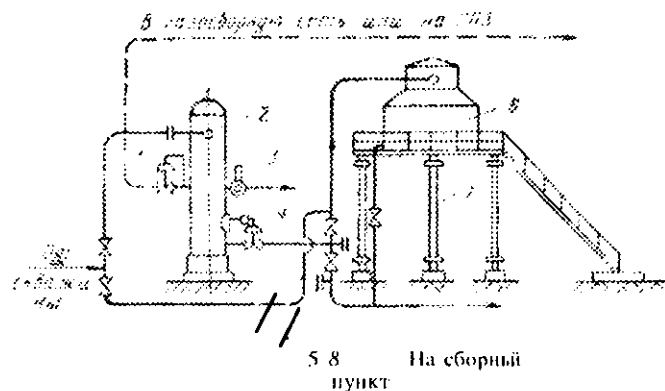


Рис.2. Индивидуальная замерно -сепарационная установка:

1- регулятор давления «до себя»; 2-трап (сепаратор); 3- предохранительный клапан; 4- регулятор уровня с исполнительным механизмом; 5-заглушка для пропарки выкидной линии от парафина; 6-мерник; 7-пьедестал для мерника; 8- выкидная самотечная линия.

На рис. 2 (вид сбоку) представлена самотечная схема индивидуально - замерной сепарационной установки (ИЗУ).

Как видно из рис. 3., на индивидуально-замерной сепарационной установке в непосредственной близости от скважины монтируется трап 2 и на пьедестале 7 мерник 6, служащий для измерения количества нефти и воды, поступающих из скважины. При условии гористой местности мерник устанавливают на поверхности земли, а при ровной местности - на пьедестале, создающем условия для движения нефти и воды по самотечной выкидной линии к участковому сборному пункту промысла.

На рис 3. Показано, что на ИЗУ, в отличие от ИЗУ, поступает продукция нескольких скважин, которая через распределительную багарею направляется в трап первой ступени, а из него перепускается в трап второй ступени. Газ, выделившийся из нефти в трапе, в котором поддерживается давление до 0,6 МПа, проходит регулятор давления «до себя» и направляется в общую газосборную сеть (см.2,6). Газ,

выходящий из трапа второй ступени, обычно используют для отопления или сжигают в факелах. Измерение количества нефти и воды по отдельным скважинам

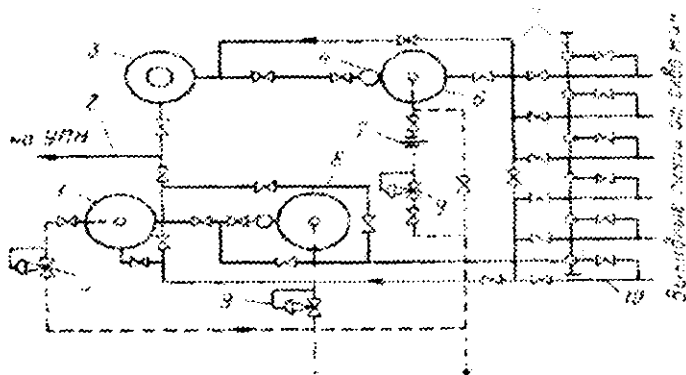


Рис.3. Групповая замерно-сепарационная установка:

1- трап второй ступени; 2- самотечный коллектор к сборному пункту; 3-мерник; 4-регулятор уровня с исполнительным механизмом; 5- распределительная батарея; 6- замерный трап; 7-замерная диафрагма; 8-трап первой ступени; 9-регулятор давления «до себя»; 10-выкидные линии.

На ГЗУ проводят переключением задвижек на распределительной батарее, в замерном трапе или мернике 3, а газа - при помощи диафрагмы и самопишущего прибора ДП-430.

Анализ работы самотечной системы сбора нефти как с индивидуальным, так и с групповым замерно-сепарационным оборудованием приводит к следующим выводам.

1.Самотечные нефтепроводы работают под напором, создаваемым разностью геодезических отметок в начале и в конце нефтепровода, поэтому мерник 6 (см.рис.3) должен быть поднят над уровнем земли, а в гористой местности необходимо изыскивать такую трассу, чтобы обеспечить нужный напор, а следовательно, и пропускную способность.

2. При самотечной системе необходима глубокая сепарация нефти от газа для предотвращения возможного образования в нефтепроводах газовых «мешков», могущих существенно снизить пропускную способность нефтепроводов.

3. Самотечные выкидные линии и сборные коллекторы не могут быть приспособлены к возможному увеличению дебитов скважин или к сезонным изменениям вязкости нефти и эмульсий в связи с их ограниченной пропускной способностью.

4. В самотечных системах скорость потока жидкостей низкая, поэтому происходит отложение механических примесей, солей и парафина, в результате чего уменьшается сечение нефтепроводов, а следовательно, уменьшается и их пропускная способность.

5. Потери нефти от испарения легких фракций и газа при самотечной системе достигают 3% от общей добычи нефти. Основными источниками потерь нефти при самотечной системе нефтесбора являются негерметизированные мерники и резервуары, устанавливаемые у скважин, на сборных пунктах и в товарных парках.

6. Самотечные системы сбора трудно поддаются автоматизации.

7. Самотечная система нефтесбора требует большого количества обслуживающего персонала (операторов, лаборантов).

Единственным преимуществом самотечной системы нефтегазо- водосбора является сравнительно точное измерение по каждой скважине нефти и воды в мерниках и газа - с помощью расходомера ДИ-430.

Из-за перечисленных недостатков самотечной системы нефтегазоводосбора в настоящее время ее вновь нигде не строят, но эксплуатируют на старых месторождениях.

1.3. Современные герметизированные и автоматизированные системы промыслового сбора и транспортирования нефти, газа и воды

Существует несколько разновидностей герметизированных систем сбора и транспортирования нефтегазовых смесей, зависящие от: 1) величины и формы площади нефтяного месторождения; 2) рельефа местности (ровная, гористая); 3) физико-химических свойств нефти и нефтяных эмульсий, а также климатических условий данного месторождения; 4) системы сбора нефти, газа и воды, применяемые на морских месторождениях.

Ниже кратко описаны указанные системы сбора нефти, газа и воды и отмечены их достоинства и недостатки.

1.4. Герметизированные системы сбора и транспортирования нефти, зависящие от величины и формы площади месторождения.

Нефтяные месторождения по площади могут быть большими (30х60км), средними (10х20км) и малыми (до 10 км²). По форме эти месторождения могут быть вытянутыми, круглыми и эллиптическими. В зависимости от величины площади, формы нефтяного месторождения и давлений на устьях скважин может несколько изменяться система промыслового сбора и транспортирования нефти, газа и воды.

Схема сбора и транспортирования нефти, газа и воды для самого большого месторождения с набором блочного автоматизированного оборудования, применяемого в настоящее время, показана на рис.5, и она работает следующим образом.

Нефть, газ и, как правило, вода из скважин под устьевым давлением направляются в выкидную линию 2 диаметром 100-150 мм и длиной от 0,8 до 3 км. Из выкидных линий продукция скважин поступает на автоматизированную групповую замерную установку, чаще всего «Спутник» 3, где происходит отделение нефтяного газа от жидкости (нефть + вода) и автоматическое поочередное измерение этих флюидов по каждой подключенной скважине.

После Спутника нефть, газ и вода снова смешиваются и направляются в сборный коллектор 4 диаметром от 200 до 500мм, длиной до 8 км и движутся под собственным

давлением до дожимной насосной станции (ДНС) 5, где как правило, устанавливают сепараторы, в которых происходит отделение нефти от газа, а на поздней стадии разработки - и от воды.

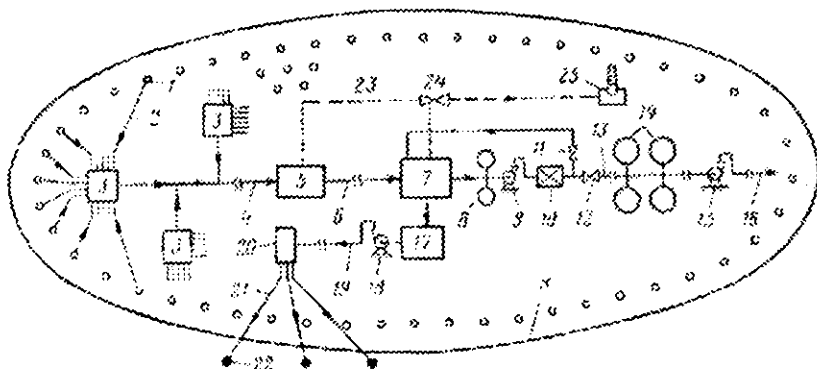


Рис.4. Герметизированная высоконапорная система сбора и транспортирования нефти, газа и воды для больших площадей месторождения:

1- эксплуатационные скважины; 2- выкидные линии; 3- автоматизированная групповая замерная установка «Спутник»; 4- сборный коллектор для нефти, газа и воды; 5- дожимная насосная станция (ДНС); 6- сборный коллектор частично дегазированной нефти; 7- установка подготовки нефти УПН; 8- герметизированные попеременно работающие товарные резервуары; 9,15,18- центробежные насосы; 10- автоматизированная установка по измерению качества и количества товарной нефти «Рубин-2м»; 11,12-автоматически закрывающиеся и открывающиеся краны; 13- коллектор товарной нефти; 14- товарные резервуары; 16- магистральный нефтепровод; 17- установка подготовки воды (УПВ); 19- водовод; 20-кустовая насосная станция (КСН); 21- водовод высокого давления; 22- нагнетательная скважина; 23- газопровод; 24-эжектор; 25-газоперерабатывающий завод (ГПЗ); К-контур нефтеносности.

Газ с ДНС по газопроводу под собственным давлением поступает на установку подготовки нефти (УПН) и через эжектор, 24- на газоперерабатывающий завод (ГПЗ), а частично дегазированная в сепараторах первой ступени нефть направляется на прием насосов и подается ими по сборному коллектору 6 на установку подготовки нефти УПН. На УПН происходят вторая и третья ступени сепарации нефти от газа, а также обессоливание и обезвоживание нефти. Отделившийся на УПН на второй ступени сепарации газ направляется также через эжектор, а оттуда - на ГПЗ. Дренажная вода (пластовая + пресная для обессоливания), отделившаяся от нефти на УПН, подается на установку очистки воды (УОВ), или, что одно и то же, на установку подготовки воды (УПВ), из которой насосами по водоводам перекачивается к кустовым насосным станциям (КНС). Насосы высокого давления КНС, не показанные на схеме, подают пластовую сточную воду под давлением 15-20 МПа по водоводам 21 в нагнетательные скважины. Таким образом, вода поступающая вместе с нефтью из пласта и отделенная от нее на УПН, снова закачивается в пласт для поддержания пластового давления. Так происходит замкнутый цикл ее движения.

Обезвоженная и обессоленная на УПН нефть поступает в два попеременно работающие герметизированные резервуара 8, из которых забирается подпорным насосом 9 и направляется на автоматизированную установку «Рубин 2м» 10 по измерению качества и количества ее.

Из «Рубина» товарная нефть сначала поступает в товарный коллектор, а затем в парк товарных резервуаров, из которых забирается насосами 15, установленными на головных сооружениях, и подается по магистральному нефтепроводу 16 на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ):

Если товарная нефть, проходящая через «Рубин», окажется некондиционной, то происходит автоматическое закрытие крана 12 и открытие крана 11, и некондиционная нефть сначала поступает в резервуар некондиционной нефти, а затем на УПН, где происходит дополнительное ее обессоливание и обезвоживание.

Для небольших месторождений, по форме приближающихся к кругу, обычно дожимных насосных станций не строят.

1.5. Герметизированные системы сбора и транспортирования нефти, зависящие от рельефа местности.

В данном случае поступают так: если рельеф местности месторождения ровный, то систему сбора продукции скважин принимают такой, какой она была показана на рис. 5. Если же рельеф местности месторождения гористый или всхолмленный, то существенным изменениям подвергается только сборный коллектор.

Чаще всего рекомендуется вместо одного большого коллектора укладывать два сборных коллектора диаметром 200 и 330 мм, равновеликих по площади большому.

Два сборных коллектора делают для создания, во-первых, раздельного сбора обводненной и необводненной нефти, что имеет важное технико-экономическое значение при подготовке ее на УПН и, во-вторых, для получения высоких скоростей потоков (2,5-3,5 м/с), предотвращающих образование в повышенных местах рельефа местности газовых «мешков».

На рис.5 приведена принципиальная схема структуры потока газожидкостной смеси в коллекторе большого и малого диаметра при одной и той же подаче жидкости и газа в эти коллектора. Из рисунка видно, что в коллекторе большого диаметра вследствие пониженной скорости потока (0,1-0,3 м/с) происходит гравитационное разделение газа от жидкости, а в коллекторе малого диаметра, вследствие значительной скорости потока, гравитационного разделения газа от жидкости в повышенных местах местности не происходит.

Образование газовых «мешков» в коллекторе большого диаметра ведет к разрыву сплошности потока жидкости, в результате чего получается неравномерная подача продукции и, как следствие, пульсирующая работа самого коллектора.

Для передавливания частично отсепарированной нефти из одной части коллектора в другую необходимо создание дополнительного давления для сжатия газового «мешка» до размеров, позволяющих перетекать этой нефти из одного колена в другое.

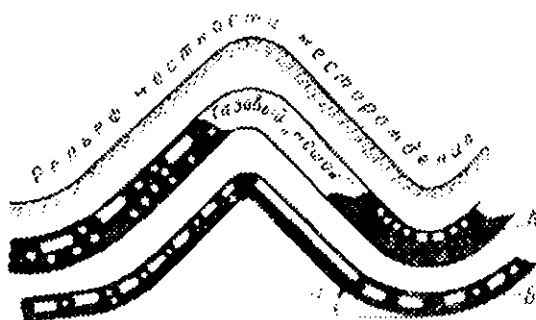


Рис.5. Структура нефтегазового потока в «рельефных» сборных коллекторах большого (А) и малого (Б) диаметра при одинаковой подаче в них нефти и газа.

Создание дополнительных давлений для транспортирования нефтегазовых смесей по «рельефному» трубопроводу приводит к большим пульсациям давления (до 5 МПа), которые могут повлечь: 1) разрыв самого трубопровода вследствие его вибрации; 2) нарушение нормальной работы контрольно-измерительных приборов, установленных на оборудовании ДНС, УПН и УПВ; 3) ухудшение режима работы как сепарационных установок, установок подготовки нефти (УПН), так и установок подготовки воды (УПВ); 4) временное прекращение фонтанирования скважин.

В свою очередь, нарушение нормального режима работы сепарационных установок и УПН, как правило, влечет большую загазованность товарных парков, в результате чего создаются ситуации возникновения пожаров, взрывов и отравление людей.

Существуют три способа ликвидации пульсаций в рельефных сборных коллекторах: 1) сепарация газа от нефти в непосредственной близости от устьев скважин или на групповых сборных пунктах; 2) вместо одного большого по диаметру коллектора прокладывают два коллектора, равновеликих по площади сечения большому; 3) при одной

или трех перевальных точках большого по диаметру трубопровода устанавливают катушки с эжектором.

Первый способ невыгоден по технико-экономическим соображениям, поскольку осуществление его требует больших металлозатрат (дополнительной установки сепараторов и большой длины сборных газопроводов).

Второй способ борьбы с возникновением пульсаций в сборных «рельефных» коллекторах, как уже отмечалось, можно рекомендовать к внедрению повсеместно, если учесть при этом особенно большую продолжительность безводного периода эксплуатации скважин. При этом способе борьбы с пульсациями несколько увеличиваются металлозатраты (на 12%), затраты на земляные работы, а также на запорную и регулирующую арматуру. Однако это не столь существенно, если учесть, что при этом на протяжении всего периода разработки месторождения можно осуществлять раздельный сбор по двум коллекторам обводненной и необводненной нефти. Для необводненной нефти, как правило, не требуется строительства дорогостоящих УПН, и она без соответствующей подготовки может транспортироваться на нефтеперерабатывающие заводы.

В то же время при сооружении одного коллектора большого диаметра обводненная и необводненная нефти перемешиваются и специально обрабатываются на УПН.

Имеет перспективу широкого применения третий способ борьбы с пульсациями сборных «рельефных» коллекторов.

На рис. 6. приведена примерная схема «рельефного» сборного коллектора большого диаметра, оборудованного эжектором. Сущность работы этого коллектора сводится к следующему.

Вследствие незначительного сужения нефтегазовой струи в эжекторе, заключенном в катушку Б, в сечении его С-С получаются повышенные скорости смеси.

В результате этого в газоотводной трубке А, соединенной одним концом с эжектором в точке С, а другим - с самой высокой точкой трубопровода, образуется пониженное давление, подсос газовых скоплений из газового «мешка» и тем самым этот газ увлекается в пониженную часть сборного коллектора.

1.6. Системы сбора и транспортирования нефти, зависящие от физико-химических свойств перекачиваемых флюидов

В настоящее время открыты и эксплуатируются месторождения с парафинистой нефтью (Узень, Жетыбай и др.), движение которой по трубам не подчиняется известным законам гидравтики. Содержание парафина в некоторых нефтях этих месторождений достигает 25 %,

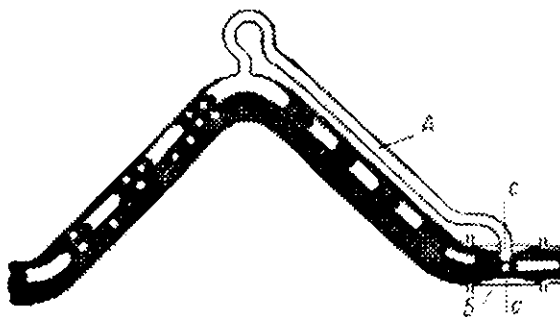


Рис.6. «Рельефный» сборный коллектор с эжектором.

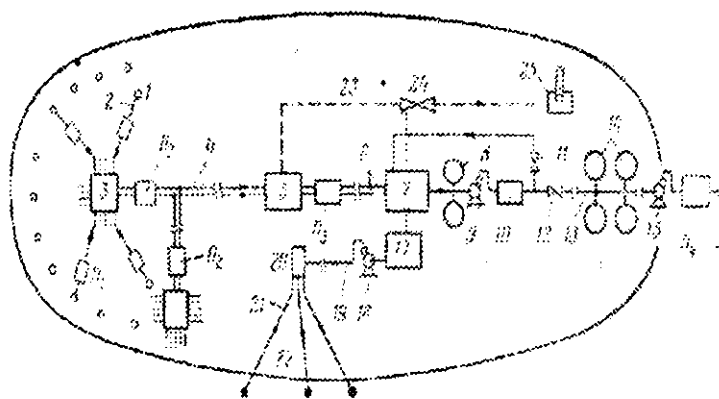


Рис.7. Сбор и транспортирование парафинистой нефти, газа и воды на промыслах (обозначения см.рис.4.)

а смол - 55 %. Такие нефти при сравнительно высокой температуре (25-30°C) теряют свою подвижность, и для их транспортирования необходимы поршневые насосы большой мощности. Если вязкость нефти значительно возрастает при снижении температуры, то существенно осложняется пуск нефтепровода после его остановки, а при перекачке парафинистых нефтей может произойти «замораживание» нефтепровода до полного прекращения подачи. Поэтому для повышения транспортабельности парафинистой нефти по трубопроводам и снижения тем самым мощности насосных установок ее подогревают.

На рис.7. приведена принципиальная схема сбора и транспортирования парафинистой нефти, газа и воды на промыслах.

Данная схема не отличается от схемы, приведенной на рис.4, за исключением позиций П₁, П₂, П₃ и П₄, которыми обозначены печи, устанавливаемые для подогрева парафинистой нефти соответственно: в выкидных линиях

(Π_1), в сборных коллекторах (Π_2 и Π_3) и, наконец, на магистральном нефтепроводе (Π_4).

В некоторых печах сжигают нефтяной газ, получаемых в самих печах (Π_1 , Π_2) или при сепарации нефти от газа.

Печи, устанавливаемые в указанных на схеме местах, отличаются друг от друга конструкцией и тепловой мощностью. На магистральных нефтепроводах печи Π_4 устанавливают, как правило, через каждые 100-120 км трассы. По тепловой мощности $\Pi_1 < \Pi_2 < \Pi_3 < \Pi_4$.

1.7. Герметизированные системы сбора и транспортирования нефти, применяемые на морских месторождениях

Для бурения скважин, сбора и подготовки нефти, газа и воды к транспортированию на площадях морских месторождений строят морские основания с надводными эстакадами и при эстакадными площадками из отработанных труб. С площадок бурят скважины, а эстакады, соединяющие эти площадки, служат основанием для строительства дорог, по которым происходит движение транспортных средств и обслуживание этих площадок. В зависимости от назначения морские основания и площадки могут быть для одной скважины, а также для группы скважин (кустовые).

При разработке морских месторождений для экономии средств на сооружение применяют в основном многоствольное наклонно-направленное бурение скважин, т. е. кустовое.

Сущность разработки и эксплуатации морских месторождений эстакадным способом заключается в том, что на разведанной залежи по заранее составленному сооружают металлические или железобетонные эстакады с прилегающими к ним при эстакадными площадками для бурения и эксплуатации скважин, сбора и подготовки нефти, газа и воды, а также для других производственных административных и культурно-бытовых объектов.

Эстакады бывают двух типов: 1) прибрежные, расположенные вблизи берега и имеющие с ним надводную связь; 2) открытые, расположенные вдали от берега и не имеющие с ним надводной связи.

Для прибрежных морских месторождений системы сбора нефти, газа и воды весьма проста и заключается в подаче их по выкидным линиям, проложенным по эстакаде, на автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ), расположенные на суше. От АГЗУ нефть, газ и вода по одному или двум сборным коллекторам транспортируются на (УПН).

На рис.8 показана герметизированная система сбора и транспортирования нефти, газа и воды для прибрежных морских месторождений, а на рис.9 для морских месторождений, расположенных вдали от берега.

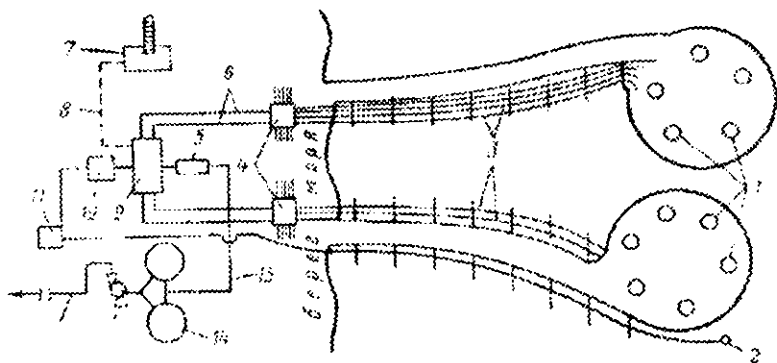


Рис.8. Герметизированная система сбора и транспортирования нефти, газа и воды для прибрежных морских месторождений:

1-устья эксплуатационных скважин; 2- нагнетательная скважина; 3- выкидные линии; 4- групповые автоматизированные замерные установки; 5- автоматизированная установка по измерению качества товарной нефти; 6- сборные коллекторы, транспортирующие нефтегазоводяные смеси; 7- газоперерабатывающий завод; 8- газопровод; 9- установка подготовки нефти; 10- установка подготовки воды; 11 - КНС; 12- магистральный нефтепровод; 13- насос для перекачки товарной нефти; 14- резервуары товарной нефти; 15- товарный нефтепровод.

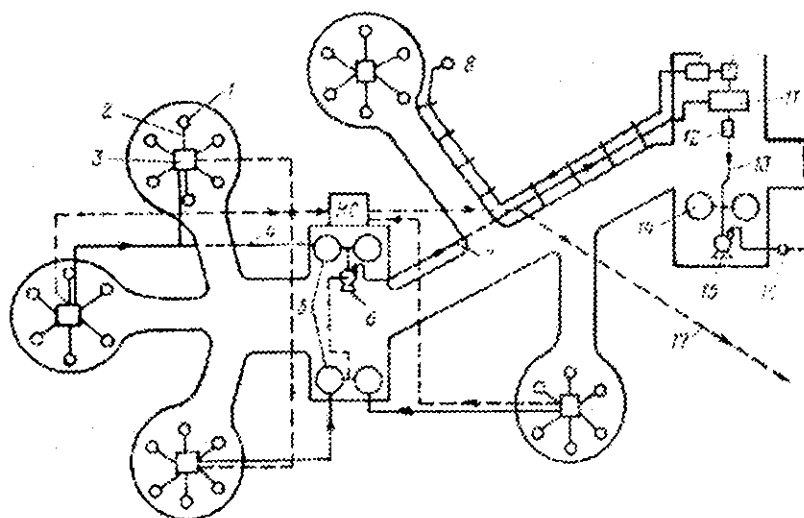


Рис.9. Герметизированная система сбора и транспортирования нефти, газа и воды для морских месторождений, расположенных вдали от берега:

1- устья эксплуатационных скважин; 2-короткие выкидные линии; 3- АПУД - автомат, понижающий устьевое давление; 4- сборный коллектора; 5-сырьевые резервуары; 6- сырьевой насос; 7- сборный нефтепровод; 8-нагнетательная скважина; 9- КНС; 10-УПВ; 11-УПН; 12-автомат по изменению качества и количества товарной нефти типа «Рубин»; 13- товарный нефтепровод; 14-товарные резервуары; 15-насосная для перекачки товарной нефти; 16-магистральный нефтепровод; 17-газопровод.

Морские месторождения разбуривают наклонными скважинами с приэстакадных площадок. Число скважин на приэстакадной площадке (кусте) может колебаться от 4 до 6.

На прибрежных морских месторождениях схема расположения нефтепроводов, оборудования и установок практически не отличается от схемы, описанной выше, (см.рис.4), поэтому на работе этой схемы останавливаться не будем.

Сбор нефти, газа и воды на морских месторождениях, удаленных от берега, проводят следующим образом (см.рис.9). Нефтегазовая смесь из устья скважин 1 под собственным давлением попадает в короткие выкидные линии, из которых направляется в автомат, понижающий устьевое давление (АПУД). Из АПУД нефть и вода по сборным коллекторам 4, проложенным по морскому дну, поступают на нефтесборный пункт (НСП) в сырьевые резервуары. Из сырьевых резервуаров нефтесборного пункта (НСП) нефть и вода могут транспортироваться на сушу двумя путями: или с помощью нефтеналивных судов, или как показано на рис. 9, сначала с помощью сырьевого насоса 6 по сборному нефтепроводу 7 на установку подготовки нефти (УПН). На УПН 11 происходит разделение нефти от воды и газа: вода направляется на УПВ 10, а газ - на собственные нужды. С УПВ вода поступает на КНС, из которой центробежными насосами высокого давления нагнетается в нагнетательные скважины. Товарная нефть, обезвоженная и обессоленная на УПН, через автоматизированную замерную установку «Рубин-2» подается по нефтепроводу в товарные резервуары 14. Из товарных резервуаров нефть забирается насосами головной насосной станции и по нефтепроводу 16, проложенному по морскому дну, подается на НПЗ, находящуюся на суше или транспортируется на НПЗ с помощью нефтеналивных танкеров.

Газ из сепараторов, установленных на приэстакадных площадках, собирается компрессорной станцией (КС) и по подводному газопроводу 17 подается также на сушу.

На начальной стадии разработки морского нефтяного месторождения, когда нефть практически необводнена, экономически выгодно транспортировать ее на сушу из сырьевых резервуаров с помощью нефтеналивных судов-танкеров. На конечной стадии разработки, когда вместе с нефтью извлекается на поверхность значительное количество пластовой воды, обезвоживание и обессоливание нефти следует проводить непосредственно на месторождении, а

пластовую воду сбрасывать не в море, а в поглощающие или поглощающие скважины.

Преимущества всех рассмотренных герметизированных систем сбора нефти, газа и воды заключаются в следующем.

Они обеспечивают: 1) полное устранение потерь легких фракций нефти, доходящих до 3 % от добычи нефти в негерметизированных системах; 2) значительное уменьшение возможности образования и отложения парафина на стенках труб; 3) снижение металлоемкости системы; 4) сокращение эксплуатационных расходов на обслуживание системы; 5) возможность полной автоматизации сбора, подготовки и контроля качества товарной нефти; 6) возможность транспортирования нефти, газа и воды по всей площади месторождений за счет давления на устье скважин; 7) снижение мощностей насосных станций, перекачивающих нефти с растворенными в них газом.

Однако указанные системы сбора и подготовки нефти имеют и некоторые недостатки, основными из которых являются: 1) невысокая точность измерения дебита нефти и воды по отдельным скважинам, осуществляемая при помощи автоматов, установленных на Служниках; 2) повышение утечек жидкости в зазоре между плунжером и цилиндром насоса при глубинно насосной эксплуатации скважин; 3) преждевременное прекращение фонтанирования скважин при поддержании высокого давления на устье, так как потенциальная энергия сжатого газа используется при этом далеко не полностью; 4) при бескомпрессорном и компрессорном способах добычи нефти - необходимость увеличения подачи газа в затрубное пространство (на 20-40%) для подъема одного и того же количества нефти, если давление на устье скважин вместо обычных 0,3-0,4 МПа, поддерживать в пределах 1-1,5 МПа.

Например, если считать процесс расширения газа в скважину при движении его от забоя к устью изотермическим, то формулу для энергии свободного газа можно записать в следующем виде:

$$A_{\text{св}} = V_{\text{св}} \rho_{\text{св}} \ln \frac{P_{\text{нб}}}{P_{\text{у}}}, \quad (1.1)$$

где $V_{\text{св}}$ - объем газа, поступающего к забою скважины в свободном виде с 1 т нефти, м^3 ; $\rho_{\text{св}}$ - давление при нормальных

условиях ($p_0=760$ мм рт.ст. и $t=0^\circ$ C); $P_{\text{заб}}$ и P_y – соответственно давление на забое и на устье скважины.

Из формулы видно, что чем ниже устьевое давление тем больше энергия расширяющегося газа. Поэтому при фонтанном и бескомпрессорном способах добычи нефти на устьях скважин целесообразно поддерживать пониженное давление.

1.8. Оптимизация системы промыслового сбора, транспортирования и подготовки нефти, газа и вода

В настоящее время исключительно большое внимание уделяется вопросам рационального размещения основных нефтенпромысловых объектов и коммуникаций на территории месторождения.

Промысловое обустройство будет оптимальным, если достигается минимальное значение некоторой функции (x,y) определенной на множестве всех размещений основных нефтенпромысловых объектов и являющейся критерием качества этих размещений. Аналитически это выражение можно представить следующим образом:

$$f(\bar{x},\bar{y}) = \min f(x,y) \quad (1.2)$$

Для большей ясности можно дать другое определение оптимальному размещению основных объектов промыслового обустройства. Оно будет оптимальным, если в нем достигается минимум приведенных затрат при максимальной прибыли, получаемой от реализации товарной нефти и максимальном коэффициенте нефтеотдачи.

Обустройство для любого месторождения заключается в строительстве сложной сети трубопроводов разного назначения (выкидные линии, сборные коллекторы, газопроводы, водоводы, трубопроводы, транспортирующие товарную нефть); насосных и компрессорных станций; установок подготовки нефти (УПН) и воды (УПВ); в прокладке линий электропередач (ЛЭП) и линий связи, а также в строительстве дорог и подъездных путей к скважинам и т.д. Минимум затрат на обустройство определяется

комплексным проектом разработки. Такие расчеты очень сложны и трудоемки, поэтому их выполняют в настоящее время для каждого вновь открытого месторождения по специально составленным программам, реализуемым на ЭВМ.

В комплексном проекте разработки месторождения рассчитываются оптимальные диаметры всех перечисленных трубопроводов при заданном количестве жидкости и газа подлежащих перекачке и заданном давлении на первой ступени сепарации, расположенной на ДНС или УПН.

Величина давления на устьях скважин - сложный параметр, им определяется работа не только наземного, но и подземного оборудования.

В самом деле, повышение давления на устьях скважин благоприятно сказывается на системе промышленного сбора, поскольку вся продукция скважин под этим давлением транспортируется до УПН и необходимость в строительстве ДНС в данном случае отпадает. В то же время повышение устьевых давлений на скважинах может существенно ухудшить условия добычи нефти, приводя к более раннему переходу на механизированную добычу и к увеличению потребной мощности глубинных насосов.

Таким образом, при разработке комплексных проектов должна быть увязка или согласование системы сбора и транспортирования нефти с добычей ее, а оптимальные значения давлений на устьях скважин p_y необходимо выбирать, учитывая минимальные удельные затраты.

Характеристика работы подземного и наземного оборудования приведена на рис. 10а.

Этот рисунок наглядно показывает влияние изменения давления на устье скважины p_y на продолжительность периода фонтанирования. Из рисунка видно, что тем больше устьевое давление ($p_{y2,0}$), тем меньше совершается работа выделившимся газом из нефти ($A_{12,0}$).

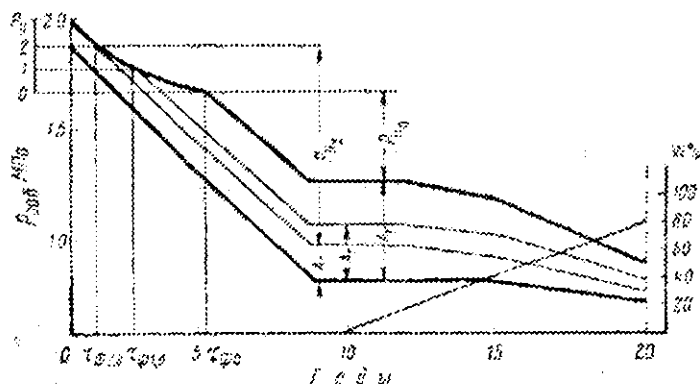


Рис.10а. Энергетическая характеристика работы одной скважины в процессе разработки:

p_y - устьевое давление; $p_{звб}$ - забойное давление; W - обводненность нефти; $\tau_{ф}$ -время фонтанирования; A_r -работа, совершаемая газом в лифте; p_n -требуемое давление глубинного насоса для подъема жидкости из скважины на поверхность.

P_y , МПа	$\tau_{ф}$, годы	A_r , кДж
0	5,2	45
0,02	4,5	35
0,3	4,0	28
1,0	2,6	10
2,0	1,0	5

Самый выгодный фонтанный способ эксплуатации скважин в первом случае продолжается в течение всего лишь одного года ($\tau_{ф} = 2,0$), во втором случае - в течение приблизительно пяти лет ($\tau_{ф0}$).

Ниже приведена два примера несложных расчетов на оптимальное размещение промысловых объектов, которые формально можно распространить на все строительство.

Теоретически через трубопровод любого диаметра можно перекачать любой объем, однако при прокачке заданного объема через трубопроводы малого диаметра в них создаются чрезмерно высокие скорости и, как следствие, огромные потери давления на трение.

При большом диаметре трубопровода и прокачке через него того же количества жидкости скорость ее будет небольшой, а соответственно и небольшие потери давления.

Перед проектировщиком в таких случаях возникает вопрос: какими же следует принимать диаметры всех трубопроводов и как их обосновывать, в частности, диаметр сборного коллектора, транспортирующий практически однофазную жидкость.

Методика решения такой задачи сводится к следующему.

Большинство трубопроводов, транспортирующих нефть, газ и воду состоит из самого трубопровода и насоса. В зависимости от принимаемого диаметра трубопровода проводят определение стоимости самого трубопровода, а стоимость насосного агрегата определяется, исходя из его мощности (N , кВт), рассчитанной по следующей формуле:

$$N = \frac{Q_{\text{гх}} H}{1000\eta} = \frac{Q_{\text{у}} H}{102\eta}, \quad (1.3)$$

где Q - расход жидкости, $\text{м}^3/\text{с}$; ρ - плотность жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$; g - ускорение силы тяжести, $\text{м}/\text{с}^2$; H - напор, создаваемый насосом на преодоление сил трения и разности геодезических высот Δz ; η - полный коэффициент полезного действия насоса, представляющий собой произведение $\eta = \eta_0 \eta_{\text{г}} \eta_{\text{мех}}$, η_0 - объемный к.п.д., учитывающий утечки жидкости через зазоры и сальники насоса; $\eta_{\text{г}}$ - гидравлический к.п.д., учитывающий уменьшение напора вследствие гидравлических сопротивлений; $\eta_{\text{мех}}$ - механический к.п.д., учитывающий потери на трение в насосе; γ - удельный вес жидкости, $\text{кгс}/\text{м}^3$ [$\text{Н}/\text{м}^3$].

Чем меньше диаметр трубопровода, тем, естественно, меньше его стоимость $З_{тр}$ при всех прочих равных условиях. Однако при этом должна быть значительно больше стоимость насосной станции $З_{нас}$. Общая стоимость трубопровода и насосной станции будет (см.рис.10б):

$$З_{общ} = З_{тр} + З_{нас} \quad (1.4)$$

Стоимость трубопровода представляет собой одновременную затрату, и поэтому нужно стремиться к удешевлению строительства трубопровода и уменьшению затрат на него. Однако выбор того или иного диаметра трубопровода с точки зрения экономики определяют не одновременные капиталовложения, а ежегодные затраты по трубопроводу, состоящие из эксплуатационных затрат - расходов на содержание трубопровода и амортизационных отчислений.

При амортизационном проценте по трубопроводу ежегодные затраты на него составляют.

$$A_{тр} = \frac{n_1 З_{тр}}{100}; \quad (1.5)$$

затраты на насосную станцию

$$A_{нас} = \frac{n_1 З_{нас}}{100}; \quad (1.6)$$

По насосной станции имеются, кроме того, ежегодные эксплуатационные расходы на содержание штата и на электроэнергию. Обычно при подсчете стоимости электроэнергии, затрачиваемой при перекачке нефти, учитываются и остальные эксплуатационные расходы по насосной станции.

Установленная мощность насосной станции должна быть несколько больше необходимой мощности для обеспечения бесперебойной подачи нефти или воды, и на случай капитального ремонта насосных агрегатов $N_y = 1,5 N$.

При стоимости 1 кВт.ч электроэнергии с включением всех остальных расходов по станции в К руб. Ежегодные затраты по эксплуатации станции составляет $K = 365 * 24$ Нруб.

Таким образом, ежегодные расходы по насосной станции можно выразить в виде

$$A_{\text{нас}} = \frac{n_2 A_{\text{нас}}}{100} + K; \quad (1.7)$$

Таблица 1

D, мм	Масса 1 м, кг	l, м	Q _{тр} , м ³ /ч	V, см ² /с	h _{тр} , м	H, м
1	2	3	4	5	6	7

z _{тр} , руб	A _{тр} , руб	N, кВт	N _у , кВт	K, руб	A _{нас} , руб	З _{общ} , руб
8	9	10	11	12	13	14

Задаваясь различными размерами диаметра нефтепровода или водовода, можно вычислить стоимость строительства этих трубопроводов и насосной станции, а затем и ежегодные затраты.

Стоимость трубопроводов обычно определяют по отпускной стоимости одной тонны труб с укладкой на месте производства работ. Стоимость сооружения и оборудования насосной определяют по установленной мощности двигателей и укрепленным показателям. Полученные данные заносятся в табл. 1.

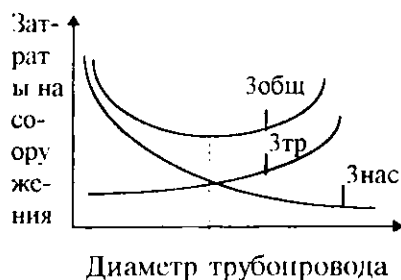


Рис.10 б. Зависимость общих расходов $З_{\text{общ}}$ на строительство насосной станции ($З_{\text{нас}}$) и трубопровода ($З_{\text{тр}}$) от диаметра

На основании табличных данных строят три функциональные зависимости:

- 1) ежегодные затраты по трубопроводу $З_{\text{тр}}=f_1(D)$,
- 2) ежегодные затраты по насосной станции $З_{\text{нас}}=f_2(D)$,
- 3) суммарные ежегодные затраты $З_{\text{общ}}=f_3(D)$.

Указанные функциональные зависимости изображены на рис.10.б. Из рисунка видно, что суммарная кривая ежегодных затрат имеет свой минимум, который соответствует экономически наивыгоднейшему диаметру трубопровода.

Если полученный таким образом диаметр трубопровода не соответствует ГОСТу, берут ближайший размер по ГОСТу.

Рассмотрим второй случай промышленного обустройства, оптимизируя число скважин, подключаемых к автоматизированным групповым замерным установкам (АГЗУ) типа «Спутник» (см.рис,3).

Рассмотрим две разновидности АГЗУ: 1) с постоянным числом подключенных скважин n к «Спутнику» и 2) когда число «Спутников» и подключенных к ним скважин может быть любым, т.е. это тот случай, когда все выкидные линии скважин месторождения подключаются к одному центральному сборному пункту (ЦСП).

Соответственно методы решения этой задачи будут различными. При постоянном числе подключенных скважин стоимость АГЗУ (при известной сетке расположения скважин) определяется однозначно.

При подключении к АГЗУ, расположенной на центральном сборном пункте любого числа скважин, стоимость его можно определить по формуле

$$S_{\text{ЦСП}} = l_{\text{ср}} n + \sum_{i=1}^m C_i \quad (1.8)$$

где $l_{\text{ср}}$ - среднее значение протяженности выкидной линии, соединяющей устье скважины с ЦСП и зависящее от сетки скважин; C_i - стоимость «Спутников», расположенных на ЦСП.

При оптимизации определяют затраты на сооружение следующих основных объектов: стоимость выкидных линий α_n , идущих от скважин до АГЗУ или ЦСП; стоимость самой АГЗУ C_1 и внешних по отношению к АГЗУ промышленных

коммуникаций - нефтегазоводосборных коллекторов (от АГЗУ до УПН), α_k - линий телемеханики (от АГЗУ до РИТС) α_i ; подъездного пути $\alpha_{ин}$ (дороги) к АГЗУ и к скважинам.

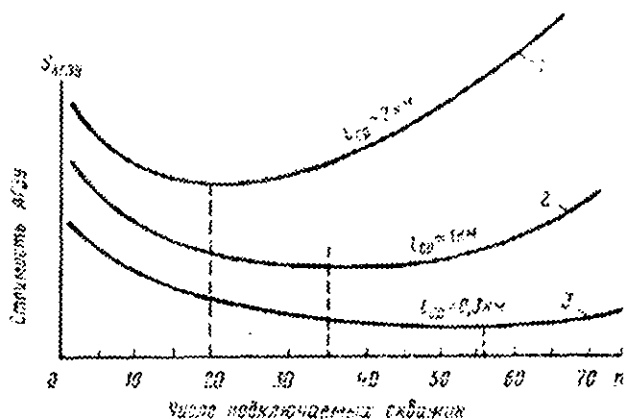


Рис.11. Оптимизация удельных капитальных вложений на обустройство сборной автоматизированной групповой замерной установки при средней длине, км: 1-2, 2-1, 3- 0,3

В работе Г.И. Белозерова и др. на основании анализа сетей скважин и занимаемых ими площадей даются следующие формулы для определения средней протяженности выкидных линий для треугольной сети скважин:

$$l_{\text{ср}} = \frac{2\sigma\sqrt{n}}{2\sqrt{2}}; \quad (1.9)$$

для квадратной сетки скважин

$$l_{\text{ср}} = \frac{2\sigma\sqrt{n}}{\sqrt{2\pi}}; \quad (1.10)$$

где 2σ - расстояние между соседними скважинами.

В подобного рода расчетах целесообразно величину капитальных вложений на обустройство относить к одной скважине.

Учитывая сказанное, будем иметь следующие формулы для определения удельных капитальных вложений на одну скважину:

для треугольной сетки скважин.

$$S_{\text{уд}} = \frac{S_{\text{нгу}}}{n} + 2\sigma\sqrt{n}\left(\frac{\alpha_a\sqrt{n}}{2\sqrt{2}} + \frac{\alpha_k + \alpha_m + \alpha_{mm}}{\sqrt{n}}\right), \quad (1.11)$$

для квадратной сетки скважин

$$S_{\text{уд}} = \frac{S_{\text{нгу}}}{n} + 2\sigma\sqrt{n}\left(\frac{\alpha_a\sqrt{n}}{\sqrt{2}\pi} + \frac{\alpha_k + \alpha_m + \alpha_{mm}}{\sqrt{2}\pi}\right), \quad (1.12)$$

На рис. 11 приведены ориентировочные кривые удельных капитальных вложений, определенные по формуле в зависимости от количества подключенных скважин в АГЗУ и средней протяженности выкидных линии $l_{\text{ср}}$. Из кривых этого рисунка видно, что при плотных сетках скважин одной и той же площади месторождения к АГЗУ следует подключать большое число скважин ($l_{\text{ср}}=0,3$), а для редких - ($l_{\text{ср}} > 1,5\text{км}$) меньшее число скважин, т.е., при редких сетках скважин экономически выгоднее строить один сборный пункт вместо нескольких АГЗУ, равномерно расположенных на месторождении.

На оптимальное число скважин, подключенных к АГЗУ или ЦСП, существенное влияние оказывают стоимость самой групповой установки, а также необходимость сооружения подъездных путей к АГЗУ и к скважинам.

2. Транспорт нефти и нефтепродуктов

В современных условиях нефть и нефтепродукты являются массовыми грузами, в связи с чем вся система транспорта призвана обеспечивать бесперебойную доставку их на нефтеперерабатывающие и нефтехимические заводы и с заводов или с месторождений до потребителей в минимальные сроки, наиболее дешевым способом, без порчи их в пути и с наименьшими потерями.

К основным видам транспорта нефти и нефтепродуктов относятся: железнодорожный, водный, трубопроводный и автомобильный.

В отдельных случаях нефтепродукты доставляются потребителям авиатранспортом, например: для срочной переброски горючего в небольших количествах или в малодоступные места, при невозможности или затруднении использовать другие виды транспорта.

Каждый из указанных видов транспорта используется в зависимости от развития соответствующих транспортных путей, от объема перевозок, характера нефтегрузов и от расположения нефтепромыслов, нефтеперерабатывающих заводов, нефтебаз и основных потребителей. При этом во всех случаях выбора вида транспорта преследуется цель при минимальных затратах сократить сроки доставки и полностью исключить нерациональные перевозки.

Важную роль играет наличие в данном районе других видов транспорта и сравнительные технико-экономические показатели их по капитальным вложениям в развитие транспортных средств, по затратам металла, топлива и других материалов.

Об объеме нефтяных перевозок различными видами транспорта, характеризующих динамику их развития по годам, можно судить по следующим данным таблица 2.1.

Перспективными планами развития народного хозяйства намечается значительно увеличить грузооборот нефти и нефтепродуктов по трубопроводному транспорту по сравнению с перевозками по железной дороге, что создаст дальнейшие предпосылки к ее разгрузке от перевозок этих грузов и, главное, сократит транспортные расходы.

Таблица 2.1.

**Объем нефтяных перевозок (в млн. т/год)
различными видами транспорта**

Вид транспорта	Годы					
	1940	1950	1960	1970	1973	1975
Железнодорожный	30	43	150	303	361	389
Речной	10	9	18	33	34	39
Морской	20	19	33	76	84	92
Трубопроводный	8	15	130	340	421	498
Всего	68	86	331	752	900	1018

Таблица 2.2.

**Средний расход металла на сооружение 1 км
магистрального трубопровода**

Диаметр трубопровода, мм	Расход металла, т	Диаметр трубопровода, мм	Расход металла, т	Диаметр трубопровода, мм	Расход металла, т	Диаметр трубопровода, мм	Расход металла, т
219	37	426	102	720	146	1220	425
325	64	530	108	1020	293	1420	519

Трубопроводный транспорт сравнивается с дешевым водным морским транспортом, однако трубопроводный транспорт имеет некоторые эксплуатационные преимущества и в перспективе; с учетом больших возможностей его развития, он явится наиболее экономичным видом транспорта.

Средний расход металла на сооружение 1 км магистрального трубопровода в зависимости от его диаметра (при среднем давлении ~5,5 МПа или 55 кгс/см²) характеризуется данным табл. 2.2

Выбор эффективного вида транспорта нефтяных грузов является очень важной задачей, которая решается с учетом комплекса факторов, как по системе снабжения нефтью и нефтепродуктами в целом по стране, так и по отдельным районам применительно к конкретным условиям.

При анализе принимаются во внимание как недостатки, так и преимущества данного вида транспорта. Известно, что удельные затраты тем меньше, чем больше мощность данной транспортной магистрали. Однако нельзя пренебрегать и такими факторами, как сезонность работы и расстояние перевозки. Например, водным транспортом, который дешевле железнодорожного, можно перевозить только в навигационный период, автомобильным - в некоторых районах до наступления распутицы, а железнодорожным и трубопроводным транспортом практически круглый год и более равномерно. Но короткие расстояния при нормальном состоянии автомобильных дорог достаточно экономично пользоваться автомобильным транспортом. Техничко-экономический расчет, составленный с учетом всех факторов, связанных со строительством новых или эксплуатацией действующих транспортных магистралей, даст возможность применять тот или иной вариант транспортировки нефти и нефтепродуктов. В случае доставки их потребителям на весьма большие расстояния, когда не удастся ограничиться одним видом транспорта, на практике приходится передавать нефтяные грузы в пути следования с одного вида транспорта на другой.

Перемещение грузов несколькими видами транспорта - трубопроводным, железнодорожным, водным (морским и речным) и автомобильным - называется смешанными перевозками. Так, нефтепродукты с нефтеперерабатывающего завода перевозят морем в танкере, затем в устье реки перекачивают в речную баржу, доставляющую их по реке на головную станцию нефтепродуктопровода, по которому транспортируются на распределительные нефтебазы, далее по железной дороге на более мелкие нефтебазы, а с них развозятся автотранспортом в пункты потребления.

Наибольшее развитие получает сочетание трубопроводного с железнодорожным транспортом, который достигает 70 % всего объема смешанных перевозок. Необходимость в смешанных перевозках особенно возникает в связи с наличием узких мест на некоторых участках железнодорожной сети или когда отсутствуют условия пользования наиболее эффективным транспортом, например, перекачкой только по магистральным трубопроводам или перевозкой только водным транспортом.

2.1. Железнодорожный транспорт

Среди других видов транспорта нефти и нефтепродуктов значительное место занимает железнодорожный транспорт. В общем объеме всех перевозок, осуществляемых всеми видами транспорта, на его долю приходится около 40 %.

Нефть и нефтепродукты перевозятся по железным дорогам, как правило, в вагонах-цистернах. Только небольшая часть нефтепродуктов, около 2 %, транспортируется в мелкой таре - в бочках, контейнерах и бидонах. Для транспортировки отдельных видов масел, смазок и небольших партий светлых и темных нефтепродуктов используются крытые вагоны.

Отличительная особенность железнодорожных перевозок - это возможность доставки нефтяных грузов в любое время года, благодаря чему большинство распределительных баз расположено на железнодорожных магистралях.

Таблица 2.3.

Техническая характеристика железнодорожных цистерн

Показатели	Четырехосные цистерны (типы)				Шест- нос ные цис- тер- ны	Восьм нос ные цис- тер- ны
	5	8 (би тум- ная)	20 (с паро вой ру- баш- кой	25, 26 и 27		
Грузоподъемность цистерны, т:						
нетто	50	50	50	60	90	120
брутто	80	75	75	83	126	168
Объем котла, м ³	50	50	50	60	90	120
Внутренний диаметр котла, м	2,6	2,6	2,6	2,8	3,0	3,0
Длина, м:						
котла	9,6	9,6	9,6	10,3	14,8	19,9
цистерны по осям	12,0	12,0	12,0	12,0	16	21,2
автосцепле- ния						

Однако железнодорожный транспорт имеет существенные недостатки, к которым относятся большие капиталовложения при строительстве новых и реконструкции действующих путей, относительно высокие эксплуатационные расходы на перевозку нефти и нефтепродуктов по сравнению с другими видами транспорта (трубопроводным и водным).

Нефть и нефтепродукты перевозятся в железнодорожных цистернах, грузоподъемность которых 25, 50, 60, 90 и 120 т (м³). Наибольшее распространение имеют четырехосные цистерны объемом 50 и 60 м³.

На рис.2.1. показана четырехосная цистерна объемом 60 м³. Техническая характеристика железнодорожных цистерн для перевозки нефти и нефтепродуктов приведена в табл.1.3.

Вагоны-цистерны формируют в поезда, называемые наливными маршрутами. Наиболее экономична перевозка нефтяных грузов целыми маршрутами, что возможно только в случаях, когда грузы направляются в больших количествах. Формирование железнодорожных цистерн в маршруты заранее планируется в зависимости от объема доставки, пунктов назначения и оснащенности сливно-наливных устройств.

При маршрутной доставке нефтепродуктов наиболее полно используются железнодорожные цистерны, обеспечивая максимально возможное снижение времени простоя их под сливом и наливом.

Современные типы железнодорожных цистерн оборудуются универсальными сливными приборами диаметром 200 мм, устанавливаемыми в нижней части котла цистерны, что обеспечивает полный слив нефтепродукта.

Для ограничения максимально допустимого давления и вакуума в железнодорожных цистернах, сверх которых могут возникнуть опасные напряжения в стенке котла, цистерны снабжают пружинными предохранительными клапанами.

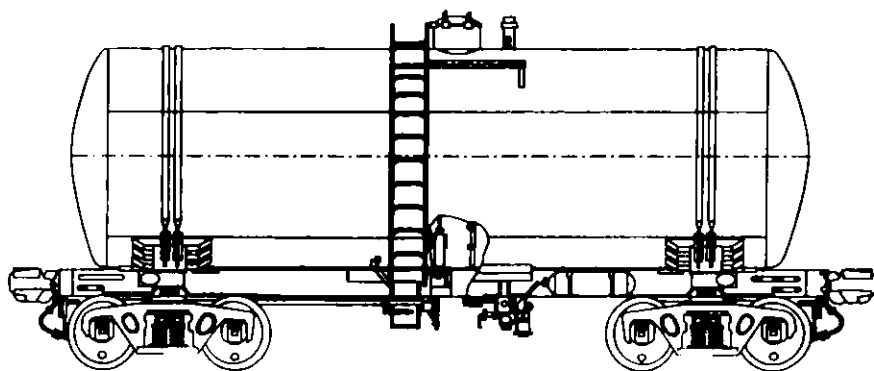


Рис.2.1. Четырехосная железнодорожная цистерна объемом 60м³, оборудованная универсальным сливным прибором.

Цистерны, предназначенные для перевозки высоковязких застывающих нефтепродуктов, оборудуют паружными паровыми рубашками или внутренними устройствами для подогрева. Наличие паровой рубашки

способствует уменьшению времени простоя цистерн под сливом и сводят до минимума остатки продукта. Паровая рубанка обеспечивает подогрев пограничного слоя застывшего нефтепродукта, без разогрева остальной его массы при минимальном расходе пара.

Паровую рубанку устанавливают в нижней части котла на расстоянии около 30 мм от стенки цистерны с зазором, в который поступает пар для разогрева нефтепродукта перед сливом. Пар подается через паровую рубанку сливного прибора, а конденсат отводится через патрубки паровой рубанки цистерны.

Цистерны с внутренними подогревателями обычно снабжены наружной теплоизоляцией для уменьшения тепловых потерь, когда цистерна находится в пути, а также когда в ней разогревают высоковязкий нефтепродукт перед сливом. Для предохранения теплоизоляции от механических повреждений ее защищают снаружи кожухом из кровельного железа. Подача пара во внутренний трубчатый подогреватель и отвод конденсата осуществляются по специальным патрубкам, выведенным наружу цистерны.

Для перевозки битума, как весьма тугоплавкого нефтепродукта применяют специальные железнодорожные вагоны, называемые бункерными полувагонами. Особенность их заключается в том, что они состоят из четырех бункеров, установленных на раме вагона. Опорные точки бункера расположены таким образом, что в заполненном состоянии его центр тяжести находится выше этих точек и бункер легко опрокидывается, вываливая битум в затвердевшем виде на разгрузочную площадку, а затем после опорожнения возвращается в первоначальное вертикальное положение.

По железнодорожной дороге нефтепродукты перевозят также и в контейнерах. Контейнеры представляют собой небольшие цистерны грузоподъемностью обычно 2,5 и 5 т, которые устанавливают на железнодорожных платформах и по прибытии к месту назначения в заполненном виде перегружают кранами или другими устройствами на грузовые машины. В цистернах-контейнерах перевозят главным образом масла и смазки. Поскольку масла и смазки имеют высокую вязкость, контейнеры снабжены паровыми рубанками или другими устройствами для разогрева нефтепродуктов при их опорожнении.

Известны конструкции цистерн-контейнеров, объем которых достигает 18 м³, используемых для перевозки бензина и других нефтепродуктов.

Слив и налив нефтепродуктов в железнодорожные цистерны, прибывающих на нефтебазу, производится на специальных сливно-наливных устройствах.

На нефтебазу цистерны, а также вагоны с тарными и вспомогательными грузами подают по подъездным железнодорожным путям, которые примыкают к железнодорожной магистрали у ближайшей станции. В зависимости от характера проводимых операций подъездные железнодорожные пути разделяются на: основные, предназначенные для слива и налива нефти и нефтепродуктов; вспомогательные - для разгрузки тарных грузов и других вспомогательных материалов; обгонные - для маневровых работ.

На основных железнодорожных путях размещают устройства для сливно-наливных операций, которые вместе с ними называются сливно-наливным фронтом.

Сливно-наливные устройства располагают на прямом участке железнодорожного пути, протяженность которого зависит от объема сливно-наливных операций, однако принимается не более максимальной длины одного маршрутного состава железнодорожных цистерн. При двустороннем сливно-наливном устройстве, т.е. при расположении их на двух смежных путях, расстояние между ними принимается по габариту приближения строений к железнодорожным путям.

Расстояние от сливно-наливных устройств до других путей, по которым предусматривается движение паровозов, из противопожарных соображений принимается не менее 20м.

Перевозка нефтегрузов наливом производится главным образом в цистернах, принадлежащих железной дороге, и частично в цистернах, принадлежащих грузоотправителям и грузополучателям. Цистерны снабжаются знаками калибровочного типа и трафаретами типа «Нефть», «Бензин» и др. Налив и слив из цистерн производится на специальных железнодорожных путях, причем под налив должны подаваться исправные цистерны, соответствующие виду наливаемого продукта. Подготовку цистерн под налив, включая их очистку на специальных промывочно - пропарочных станциях,

производит железная дорога. В обязанности грузополучателя входит полное освобождение цистерн от остатков груза, грязи и льда, а также очистка наружной поверхности котла цистерны и установка на месте всех деталей и оборудования, снятого во время слива. Сроки слива-налива нефтепродуктов выдерживаются в соответствии с установленными нормами.

2.2. Водный транспорт

Водный транспорт подразделяется на морской и речной, осуществляющий перевозку нефти и нефтепродуктов как внутри страны, так и за ее пределами. На долю водного транспорта приходится около 13 % от общего объема перевозок нефтегрузов.

По сравнению с железнодорожным водный транспорт требует меньшего расхода топлива на единицу перевозок, характеризуется небольшой численностью обслуживающего персонала, меньшими затратами металла на единицу грузоподъемности подвижного состава и небольшой собственной массой по отношению к массе перевозимого груза. На водном транспорте коэффициент отношения собственной массы подвижного состава к массе перевозимого груза в среднем составляет около 0,4, в то время как на железнодорожном транспорте 0,7-0,8. Капитальные вложения в подвижной состав водного транспорта в несколько раз меньше, чем на железнодорожном транспорте. Морским транспортом внутри страны основные перевозки нефтепродуктов осуществляются в Каспийском, Черном, Азовском и Балтийском морях.

Для таких отдаленных районов, как побережье Северного Ледовитого океана, северная часть Хабаровского края, Магаданская и Камчатская области, морской транспорт является единственным видом доставки нефтепродуктов. Морским транспортом также доставляются нефтяные грузы и в другие страны.

К преимуществам морского транспорта относится низкая себестоимость перевозки нефти и нефтепродуктов за счет использования судов большой грузоподъемности на дальние расстояния.

Речным транспортом доставляются нефтепродукты на многие нефтебазы, расположенные на Волге и ее притоках - Доне, Северной Двине и других реках.

Осадка судна - глубина, на которую погрузилось судно; осадку определяют по положению ватерлинии, т.е. линии, образуемой при пересечении поверхности спокойной воды со стенками судна.

Ватерлиния делит судно на надводную и подводную части и называется легкой или порожней ватерлинией, соответствующая порожнему судну; ватерлиния, соответствующий осадке судна с максимальным грузом, называется грузовой ватерлинией; водоизмещение равно массе воды, вытесненной груженым судном до грузовой ватерлинии; грузоподъемность - масса транспортируемого груза; дедвейт - полная масса груза, включающая транспортируемую массу и груз для собственных нужд, который может быть принят судном без потери своей плавучести и остойчивости и при сохранении скорости хода.

Конструкцию судов рассчитывают с запасом плавучести при полной загрузке их.

Остойчивостью называют способность судна не переворачиваться, а возвращаться в свое положение при крене, в которое оно приводится волной, ветром или неравномерной нагрузкой.

Наклон судна в поперечном направлении, т.е. в сторону одного из его бортов, называется креном, а наклон в продольном направлении, т.е. в сторону носа или кормы, - дифферентом.

Способность судна держаться на воде при пробоях в корпусе, через которые вода проникает внутрь судна, называется непотопляемостью, которая тем больше, чем больше в нем водонепроницаемых перегородок, разделяющих судно на отдельные герметизированные отсеки. При наличии нескольких отсеков пробойна в одном или двух отсеках и их заполнение водой не вызывает потопления судна за счет запаса плавучести и остойчивости. При отсутствии перегородок жидкий груз при крене или дифференте получает возможность перетекать в сторону наклона судна, увеличивая крен за пределы, обеспечивающие остойчивость, что в результате может привести к переворачиванию судна. Во избежание

крена загрузку и выгрузку отсеков производят по определенной очередности.

Танкеры и баржи различаются как по грузоподъемности, так и по их конструкции.

По конструктивной схеме нефтеналивное судно представляет собой жесткий стальной каркас, к которому крепится обшивка.

В корпусе танкера различают три основные части - среднюю, носовую, кормовую.

Средняя часть танкера в связи с пожарной безопасностью отделена от носа и кормы двойными непроницаемыми переборками, образующими свободную полость, которая называется коффердамом. Коффердам заливают обычной водой, чтобы создать надежную изоляцию опасной зоны судна от других его частей.

Средняя часть танкера при помощи непроницаемых перегородок разделена на отсеки, в которые заливают нефтепродукт. Танки сообщаются между собой через специальные клинкеты, установленные в нижней части перегородок, которые открываются во время палива или выкачки нефтегруза.

Наличие отдельных отсеков, как уже отмечалось, повышает остойчивость танкера и надежность эксплуатации. При аварии с одним танком остальные танки остаются в защищенном состоянии.

Для выполнения операций по выкачке нефтегрузов, а также для внутренних перекачек служит насосное отделение, которое оборудовано грузовыми насосами; производительность их достигает 2000 м³/ч при напоре до 70 м.

В насосной части имеются сухогрузный трюм для перевозки нефтепродуктов в таре и сухих грузов, а также отделение для хозяйственных грузов.

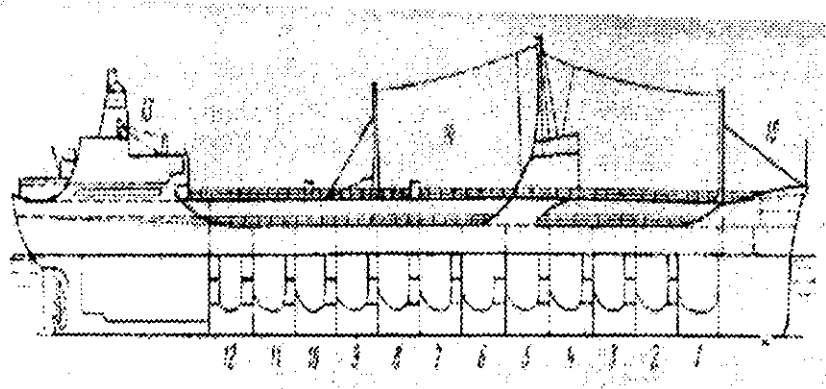


Рис.2.2. Схема танкера для нефти и нефтепродуктов

1-12- отсеки (танки); 13-кормовая часть; 14-средняя часть; 15-носовая часть.

Налив и откачка нефти и нефтепродуктов производится по системе трубопроводов, соединяющих машинное отделение с отсеками (танками) (рис.2.2).

Отсеки снабжены герметическими люками, предназначенными для осмотра и очистки во время ремонта или в процессе эксплуатации. При наливке следят, чтобы танки были залиты полностью во избежание самопроизвольного перемещения нефтепродукта при качке танкера или баржи.

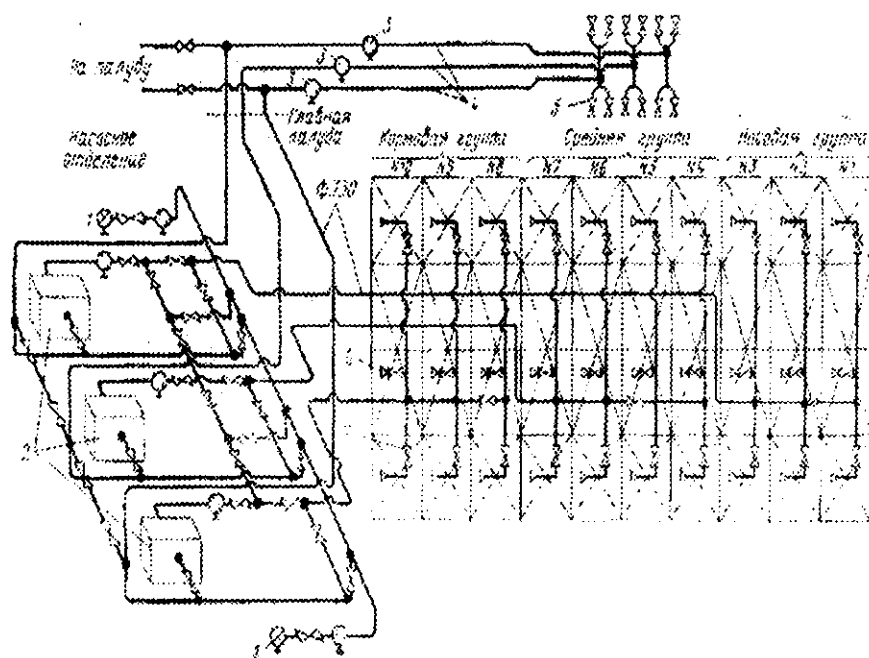


Рис.2.3. Схема нефтепроводов танкера:

1-кингстонный ящик; 2-грузовой насос; 3-грязевая коробка; 4-палубный грузовой трубопровод; 5-приемный патрубок средней группы танков; 6-приемник; 7-клинкет.

2.4. Таблица

Показатели	Танкеры				
	«Олег Конев- вой»	«Каз- бек»	«Пра- га»	«Лиси- чанск»	«Со- фия»
Грузоподъемность (действ.), т	4696	11800	30720	34640	49370
Мощность двигателей:					
л.с.....	1600	4000	19000	18000	19000
кВт.....	1180	2940	14000	13200	14000
Объем транспор- тируемого груза, м ³					
	6680	14020	40370	47400	57730
Число насосов	2	4	3	3	4
Производитель- ность выкачки одного насоса, т/ч.....	500	250	750	1100	750
Габаритные размеры, м:					
длина.....	123,5	145,5	202,8	195,0	230,5
ширина.....	16,0	19,2	25,8	27,0	31,0
осадка (с грузом)...	4,3	8,5	10,4	10,7	11,6

Перемещение нефтепродукта при качке может вызвать большие гидравлические удары и связанные с этим снижение устойчивости судна и вероятность нарушения прочности стенок.

Наиболее ходовые морские танкеры имеют грузоподъемность 5000-45000 т, озерно-речные 500-5000 т и несамоходные 1000-12000 т. Имеются танкеры грузоподъемностью, достигающей свыше 100000 т.

Техническая характеристика некоторых морских танкеров, получивших наибольшее распространение, приведена в табл.2.4.

2.3. Автомобильный транспорт.

Автомобильный транспорт широко используется при перевозках нефтепродуктов с распределительных нефтебаз непосредственно потребителю. Автомобильный транспорт в некоторых случаях конкурирует с другими видами транспорта и наиболее эффективно используется в районах, в которые невозможно доставить нефтепродукты железнодорожным или водным путями сообщения.

Наилучшие условия загрузки автомобильного транспорта достигаются при централизованной доставке нефтепродуктов потребителю по его предварительной заявке нефтебазе. Для выбора наиболее целесообразной сферы применения автомобильного транспорта при перевозках нефтегрузов производятся технико-экономические расчеты в соответствии с конкретными местными условиями в зависимости от годовых объемов и дальности перевозки. В настоящее время доставка нефтепродуктов с нефтебаз потребителям производится различными транспортными средствами - в автоцистернах, топливозаправщиках, путем перекачки по местным трубопроводам. Широко применяются также контейнерные и тарные перевозки в специальных контейнерах, бочках и мелкой таре.

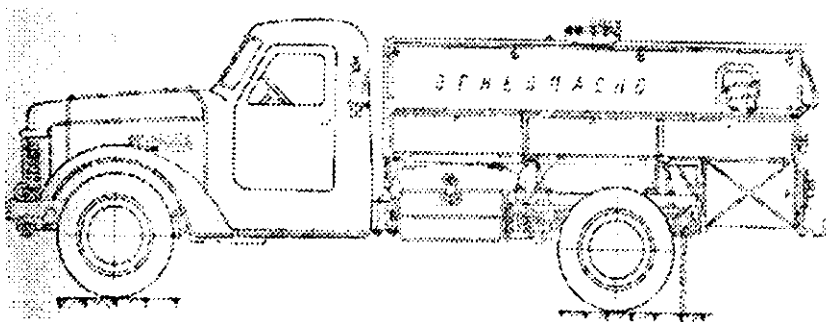


Рис.2.4. Автоцистерна для перевозки нефтепродуктов

На рис. 2.4. показана схема автоцистерны; основная техническая характеристика автоцистерн приведена в табл.2.6. Автоцистерны оснащены комплектом оборудования, включающим патрубок для налива нефтепродукта, дыхательный клапан, стержневой указатель уровня, клиновую быстродействующую задвижку для слива топлива, два планта с наконечниками и насос с механическим приводом. Объем отдельных автоцистерн достигает 25 м³. Внутри цистерны установлены поперечные и продольные волнорезы для уменьшения силы ударной волны жидкости при движении автомашины.

Для обеспечения пожарной безопасности на автоцистернах установлены огнетушители и устройства для заземления цистерн и плантов для отвода статического электричества, которое может образоваться при наливе и сливе нефтепродуктов.

В практике автотранспорта нефтегрузов широко применяют цистерны на автоприцепах, что повышает эффективность использования этого вида транспорта.

Автотопливозаправщиками называются автоцистерны, оборудованные комплектом насосно-раздаточных устройств и предназначенные для заправки топливом и смазочным маслом автотранспортных машин, а также сельскохозяйственных машин и самолетов. Автотопливозаправщики используют преимущественно для снабжения нефтепродуктом потребителей или автоколонн, функционирующих в отдалении от нефтебаз и заправочных станций.

Автотопливозаправщики обычно монтируют на шасси грузовых машин и оборудуют раздаточным насосом, трубопроводной обвязкой, присмо-раздаточными плантами, водовоздухоотделителями, фильтрами счетчиками и другими контрольно-измерительными приборами. Принципиальная схема расположения агрегатов топливозаправщика представлена на рис.1.5. Специальное оборудование топливозаправщика приводится в действие водителем из кабины управления.

В кабине установлены рычаги включения насоса, задвижки и вентили, необходимые для выполнения операций по приемке, раздаче и перекачке топлива, а также контрольно-измерительные приборы. Автотопливозаправщики (типа ТЗ) изготовляют с цистерной объемом 4-16 м³.

2.5. Таблица

Техническая характеристика автоцистерн

Показатели	Марки автоцистерн				
	АВЦ-28-151	АЦ-4-150М	АЦ-4-150	АЦ-8-200	Прицепная ПЦ-6 5207В
Шасси автомобиля	ЗИЛ-151	ЗИЛ-150	ЗИЛ-150	МАЗ-200	-
Объем цистерны, м ³	2,8	4,0	4,0	8,0	8,0
Габаритные размеры, мм:					
длина.....	6930	6560	6600	7320	7075
ширина.....	2205	2270	2300	2705	2680
высота.....	2200	2570	2600	2650	3100

Автомаслозаправщики, предназначенные для транспортирования масел с нефтебаз и заправки транспортных средств маслом в стационарных и полевых условиях, оборудованы специальным подогревателем для нагрева масла перед подачей. Объем котла цистерны (типа МЗ-1) 2,4 м³. Маслозаправщик состоит из шасси автомобиля и смонтированного на нем специального оборудования. Кроме котла-цистерны с нагревательной системой, на маслозаправщике установлены насос с приводом, фильтр, счетчик, приемораздаточные планги, кабина управления с контрольно-измерительной аппаратурой и средства пожаротушения.

Масло подогревается в котле-цистерне при помощи форсунок. Высокая температура масла сохраняется длительное время благодаря теплоизоляции котла. Во избежание подгорания масла в трубчатке в процессе подогрева, масло циркулирует при помощи насоса со скоростью не менее 2 м/с.

Автотранспортом осуществляется также перевозка нефтепродуктов в контейнерах и в мелкой таре.

Контейнерами называются емкости небольшого объема (1-5 м³), в которых нефтепродукты доставляются потребителю без перекачки в стационарные хранилища. Контейнеры по прибытии к месту назначения стружают с машин при помощи кранов. Особенность контейнерных перевозок заключается в том, что контейнерные емкости цистерны не закрепляются за автомашиной, а попеременно могут служить транспортной емкостью и временным хранилищем. Контейнерные перевозки весьма удобны для удаленных от транспортных магистралей районов и при организации полевых передвижных складов. В качестве контейнеров используют металлические или эластичные резиноканевые емкости объемом 2,5 и 4 м³, которые устанавливают обычно на грузовых автомобилях ГАЗ-51 или ЗИЛ-164, причем заполняют их непосредственно в кузове автомобиля. Известны также резиноканевые емкости объемом до 20 м³.

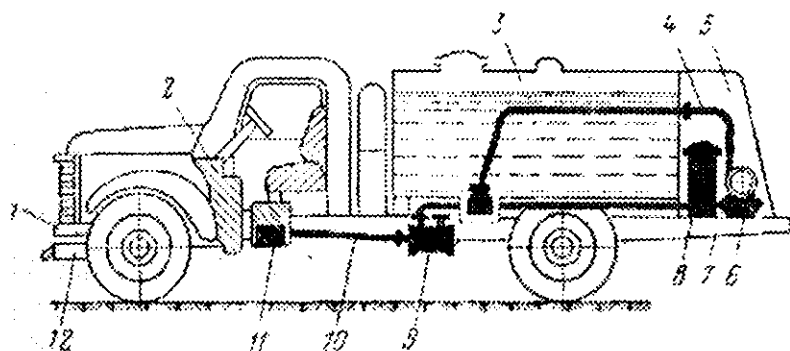


Рис.2.5. Принципиальная схема расположения агрегатов топливозаправщика:

1- пассажир автомобиля; 2-двигатель автомобиля; 3-цистерна; 4-трубопровод; 5-кабина управления; 6-счетчик; 7-рама автомобиля; 8-фильтр тонкой очистки; 9-насос; 10-вал для привода насоса; 11-коробка отбора мощности; 12-глушитель.

Из мелкой тары наиболее распространенными являются бочки и бидоны. Бочки удобны в эксплуатации и их широко применяют для доставки нефтепродуктов с нефтебаз потребителю. В отдельных случаях доставка нефтепродуктов в бочках является единственным способом удовлетворения нужд отдаленных районов, не имеющих железнодорожных и водных путей. Различают два основных типа бочек – металлические для транспорта жидкого топлива и фанерные, используемые в основном для консистентных смазок. Металлические бочки изготовляют объемом 50-500 л, а фанерно-штампованные – объемом 50 л. Ранее применявшиеся деревянные бочки постепенно выходят из обращения.

Бидоны применяют двух типов: металлические и фанерные. Металлические бидоны, широко используемые в автомобильном транспорте и в сельском хозяйстве для бензина, изготовляют из белой жести прямоугольной и цилиндрической формы объемом 5-62л. Металло-фанерные бидоны для консистентных смазок изготовляют объемом 16 л, корпус у них фанерный, а днище металлическое штампованное. Эти бидоны, покрытые изнутри бензостойким материалом, используются также под масло.

Для перевозки жидких нефтебитумов, а также смазок применяют металлические гофрированные и фанерные барабаны или мешки из оберточной бумаги. Все большее применение находит полиэтиленовая тара.

Для лучшего обслуживания населения используется мелкая тара, например для смазок – алюминевые тубы объемом 50 г, тубы из полиамидной пленки объемом 200 г и баночки из жести и картона объемом 0,4-1,0 л, для масел – стеклянные и жестяные банки объемом 1-5 л. Расфасовка осуществляется на нефтебазах и нефтемаслозаводах. При перевозках нефтяных тарных грузов автомобильным транспортом соблюдаются специальные требования пожарной безопасности, например: машины должны иметь огнетушители, тара должна быть хорошо закреплена и установлена пробками вверх и т.д.

2.4. Трубопроводный транспорт

В понятие трубопроводный транспорт в нефтяной промышленности входит транспорт на дальние расстояния

нефти и нефтепродуктов по трубопроводам. Магистральные трубопроводы в зависимости от перекачиваемой жидкости соответственно называются: нефтепроводами - при перекачке нефти; нефтепродуктопроводами - при перекачке жидких нефтепродуктов, например, бензина, керосина, дизельного топлива, мазута. При использовании нефтепродуктопровода для транспортировки одного данного сорта нефтепродукта употребляется термин «бензинопровод», «керосинопровод», «мазутопровод» и т.д.

Магистральные нефте- и нефтепродуктопроводы и ответвления от них в соответствии со Строительными нормами и правилами сооружают диаметром до 1400 мм с избыточным давлением не выше 10 МПа. Они предназначены для транспортировки нефти и нефтепродуктов из районов их добычи, производства или хранения до места потребления - нефтебаз, пунктов налива и отдельных промышленных предприятий.

Магистральные нефте- и нефтепродуктопроводы в зависимости от диаметра трубопровода подразделяются на четыре класса: к I классу относятся трубопроводы диаметром 1400-1000 мм; ко II классу - трубопроводы диаметром 1000-500 мм; к III классу - трубопроводы диаметром 500-300 мм и к IV классу - трубопроводы диаметром менее 300 мм.

В зависимости от условий работы и контроля сварных соединений магистральные трубопроводы подразделяются на категории: требования к таким трубопроводам приведены в табл. 2.7.

Поскольку магистральные трубопроводы проходят по различным участкам местности, характер которых влияет на условия их работы, эксплуатационную надежность и прочность трассы магистральных трубопроводов и их участки подразделяются в соответствии с указанными категориями. Так, магистральные нефте-и нефтепродуктопроводы при любой укладке диаметром менее 700 мм относятся к IV категории, а диаметром 700 мм и более к III категории.

Таблица 2.6.

**Коэффициенты условий работы трубопроводов
различных категорий**

Категория магистральных трубопроводов и их участки	Коэффициент условий работы при расчете трубопроводов на прочность	Число монтажных сварных соединений, подлежащих контролю физическими методами, % от общего числа
В	0,6	100
I	0,75	100
II	0,75	100
III	0,90	100
IV	0,90	Не менее 20

Участки магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, например, при переходах через водные преграды относятся к категории В, а при диаметре менее 1000 мм - к I категории или горные потоки - также к I категории независимо от способа прокладки и диаметра трубопровода. Проходы через железные и автомобильные дороги относятся к I-III категориям в зависимости от характера переходов и способа укладки.

Современные магистральные трубопроводы, протяженность которых достигает более 1000 км, представляет собой самостоятельные транспортные предприятия, оборудованные комплексом головных, промежуточных перекачивающих станций большой мощности, а также наливными станциями со всеми необходимыми производственными и вспомогательными сооружениями.

Пропускная способность магистральных трубопроводов также достигает больших размеров, обеспечивая годовой объем перекачки - до 50 млн.т. нефти и более. Магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы большой протяженности сооружают преимущественно из стальных труб условным диаметром 500, 700, 800, 1000, 1200 и 1400 мм.

При транспортировке нефти и нефтепродуктов на большие расстояния приходится преодолевать значительные гидравлические сопротивления в трубопроводе. В настоящее время применяют трубопроводы на давление 5-10 МПа (50-100 кгс/см²). Поэтому, если одна перекачивающая насосная станция не может обеспечить нормальный режим перекачки при этом давлении, то строят несколько станций по длине трубопровода. В некоторых случаях трубопроводы объединяют ряд предприятий.

Все технологические сооружения перекачивающих станций связаны системой трубопроводов. На рис.2.6. представлена принципиальная технологическая схема современной головной перекачивающей станции магистрального нефтепровода диаметром 1220 мм. Система технологических трубопроводов станции позволяет производить следующие основные операции: прием нефти в резервуары и подачу ее по магистральному трубопроводу к следующей станции с необходимым подпором; приемку из магистрального нефтепровода и пуск в него скребка без остановки станции; автоматический переход на перекачку нефти по магистральному нефтепроводу, минуя ближайшую промежуточную станцию в случае ее остановки; сброс нефти из системы разгрузки насосов в резервуары - приемники при чрезмерном повышении давления с последующей откачкой в приемный трубопровод основных насосов; внутрипарковые перекачки, осуществляемые подпорными насосами; подачу нефти в резервуары через размывающие головки с целью предотвращения отложения парафина и зачистки резервуара.

Основные магистральные насосы на головных или промежуточных станциях с резервуарами обычно работают синхронно с подпорными насосами, предназначенными для создания подпора на входе в насос, предотвращающего отрицательное влияние упругости паров нефти и нефтепродуктов. Подпорные насосы часто размещают в отдельном здании, называемом подпорной насосной.

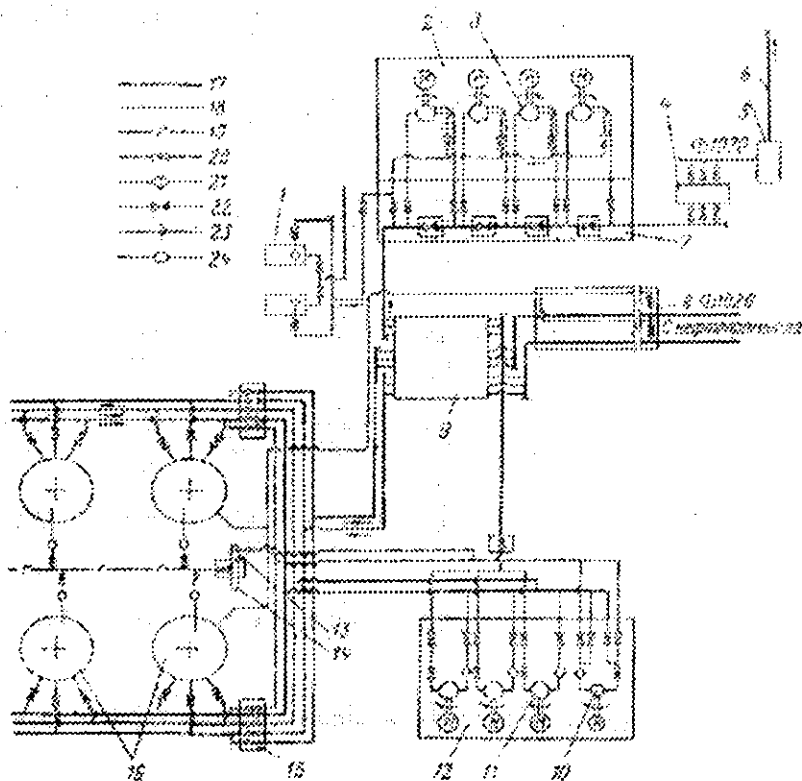


Рис.2.6. Технологическая схема головной насосной станции:

1- резервуар-сборник с погружным насосом; 2- основная насосная; 3- насосный агрегат НМ-10000-210; 4- помещение блока регулирования; 5-площадка блока пуска скребка; 6- магистральный нефтепровод диаметром 1220мм; 7- площадка узла переключения основной насосной; 8-площадка блока предохранительных устройств; 9-помещение замерного блока; 10-насос 12 НД; 11-насос НМП 5000-715; 12-подпорная насосная; 13-погружной насос; 14-дренажный сборник; 15-блок переключения; 16-резервуар РВС-50000 м³; 17-трубопровод основной; 18-трубопровод вспомогательный; 19-трубопровод газоуравнительной системы; 20-здвижка или вентиль; 21-фильтр; 22-обратный клапан; 23-перекрещивание трубопроводов; 24-огневой предохранитель.

На рис.2.7. представлена технологическая схема промежуточной станции магистрального нефтепровода диаметром 1220 мм. За исключением операций, связанных с размещением резервуарного парка, эта насосная выполняет те же перекачки, что и головная станция. Коммуникацией трубопроводов предусматривается возможность работы станции при выключенной насосной, т.е. пропуск нефти с предыдущей станции на последующую. Для унификации трубопроводные коммуникации насосных стремятся выполнять одинаковыми с применением однотипных монтажных элементов.

Нефтеперекачивающие насосные станции снабжаются как основным, так и вспомогательным оборудованием. К основному оборудованию относятся насосные агрегаты, осуществляющие перекачку нефти и нефтепродуктов по магистральному трубопроводу, а к вспомогательному - оборудование, обслуживающее основные агрегаты, например: местные водяные и топливные насосы, компрессоры и другие устройства воздухообеспечения, установка маслоснабжения для системы смазки, вентиляторы, питательные бачки, теплообменники и др.

Основным типом насосного агрегата является центробежный насос, подача которого достигает 10000-12000 м³/час напором, превышающим 200м.

Расчеты и практика проектирования показали, что всегда целесообразнее и экономичнее работа двух или трех последовательно соединенных насосов. Поэтому в магистральных насосных обычно устанавливают групповой насосный агрегат из двух или трех последовательно соединенных насосов, обеспечивающих напор 400-600м при сохранении подачи каждого насоса и минимальной мощности электродвигателей. Число рабочих насосов определяется, исходя из расчетного рабочего давления, характеристики насосов и режима перекачки.

Центробежные насосы совершенно незаменимы при работе магистрального трубопровода по системе перекачки «из насоса в насос», так как они позволяют регулировать напор соответствующей обрезкой рабочих колес насоса. При эксплуатации нефтепроводов с неполным числом построенных насосных станций рекомендуется применять в центробежных насосах сменные роторы с рабочими колесами, обеспечивающими высокий к.п.д. при пониженных подачах.

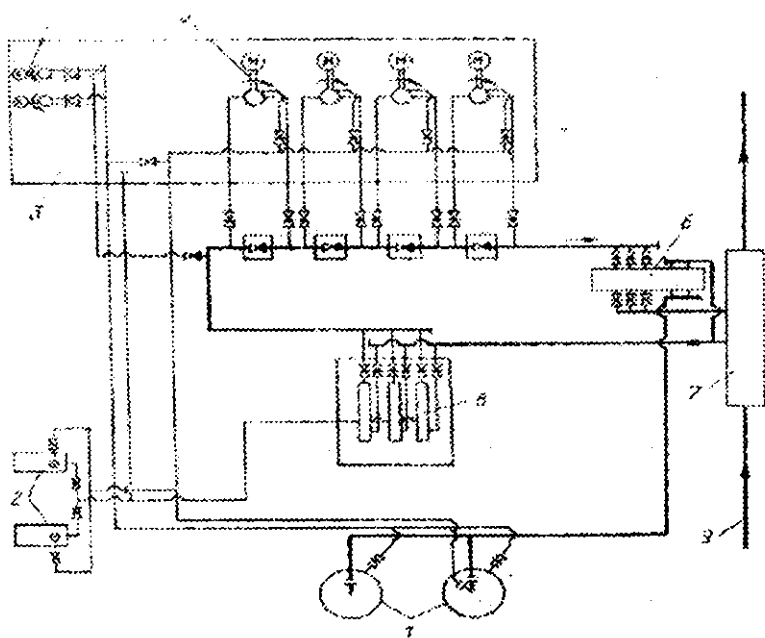


Рис.2.7. Технологическая схема промежуточной насосной станции:

1- резервуар РВС; 2- резервуары-сборники с погружным насосом; 3- здание насосной станции; 4- подпорные насосные агрегаты; 5- основные насосные агрегаты; 6- помещение блока регулирования; 7- площадка блока приема и пуска скребка; 8- площадка фильтров грязеуловителей; 9- магистральный нефтепровод диаметром 1220 мм.

К современным конструкциям центробежных насосов предъявляются требования, вытекающие из условий их работы в нефтеперекачивающих станциях: они должны обеспечивать полную герметизацию во всех узлах, быть надежными при продолжительной работе без постоянного наблюдения обслуживающего персонала, иметь необходимые устройства

для дистанционного включения, автоматической защиты от аварий и гарантировать эксплуатацию с высоким к.п.д. В табл. 2.6. приведены основные технические данные магистральных центробежных насосов.

Магистральные насосы поставляются заводом комплектно, с электродвигателем, фундаментными рамами, вспомогательными трубопроводами, приборами автоматики и др. В связи с тем, что характеристика центробежных насосов меняется в достаточно широких пределах для расчетов и выбора параметров насосов. Предельные значения их подачи Гипротрубопровод рекомендует принимать в зависимости от пропускной способности трубопроводов (табл.2.7.).

В качестве подпорных насосов применяют центробежные насосы типов НДвН и НДсН. Технические данные подпорных насосов приведены в табл.2.8.

В приведенных таблицах под номинальной подачей понимается такая подача, при которой к.п.д. имеет наибольшее значение.

Таблица 2.7.

Основные технические данные магистральных центробежных насосов

Марка насоса	Номинальная подача, м ³ /ч	Напор, м	Допускаемый кавитационный запас сверх упругости насыщенных паров, м вод.ст.	К.п.д., %
НМ-1250-260	1250	260	20	84
НМ-1800-240	1800	240	25	85
НМ-2200-230	2200	230	28	86
НМ-2500-230	2500	230	32	86
НМ-2500-220	3000	220	36	86
НМ-3600-230	3600	230	40	87
НМ-5000-210	5000	210	42	88
НМ-7000-210	7000	210	52	89
НМ-10000-210	10000	210	65	89

Таблица 2.8.

Зоны оптимального использования магистральных насосов

Марка насоса	Номинальная подача, м ³ /ч	Подача насосов в зоне использования			Мощность привода насоса, кВт
		м ³ /ч	в % к номинальной подаче	млн. т/год (при трех работающих насосах)	
НМ-1250-260	1250	940-1430	75-115	6,9-10,4	850-1100
НМ-1800-240	1800	1350-2070	75-120	10,0-15,1	1100-1400
НМ-2200-230	2200	1760-2530	80-115	12,8-18,4	1350-1650
НМ-2500-230	2500	1870-2850	75-115	13,5-20,8	1450-1850
НМ-2500-220	3000	2400-3450	80-115	17,5-25,1	1800-2150
НМ-3600-230	3600	2700-4150	75-115	19,7-30,3	2050-2650
НМ-5000-210	5000	3800-5750	75-115	27,3-42,0	2600-3250
НМ-7000-210	7000	5200-8000	75-115	37,9-58,4	3650-4600
НМ-10000-210	10000	7450-11450	75-115	54,3-83,3	5200-6600

Таблица 2.9

Технические данные подпорных насосов

Марка насоса	Номинальная подача, м ³ /ч	Напор, м	К.п.д., %	Марка насоса	Номинальная подача, м ³ /ч	напор, м	К.п.д., %
8НДвН	600	35	79	20НДсН	2700	39	90
12НДсН	1000	24	85	22НДсН	3600	52	92
14НДсН	1260	37	87	32НД-8х1	3000	76	76
18НДсН	1980	34	91	24НДсН	4000	69	82

Для привода магистральных центробежных насосов применяют электродвигатели синхронного (СТД) и асинхронного (АТД) типов. Синхронные электродвигатели по конструкции являются взрывоопасными, поэтому их

приходится устанавливать изолированно от насосов, т.е. в отдельном помещении. На рис 2.8. представлена компоновка промежуточной перекачивающей насосной с подачей $10 \text{ м}^3/\text{ч}$.

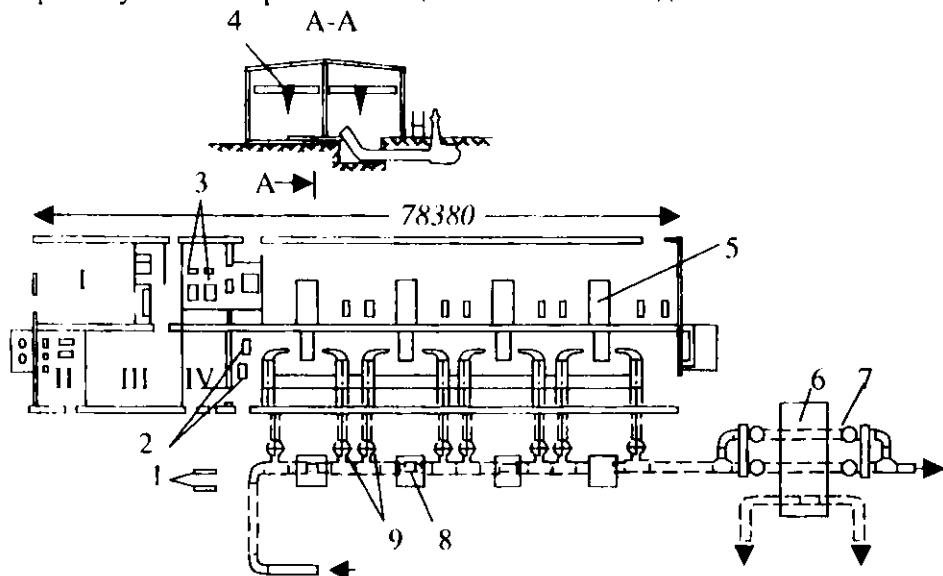


Рис.2.8. Компоновка магистральной насосной с подачей $10000 \text{ м}^3/\text{ч}$.

I - трансформаторная; II - компрессорная;
 III -операторная; IV-приточная камера;
 1-маслоохладитель; 2-центробежные насосы водоснабжения;
 3-масляная система; 4-мостовой кран; 5-центробежный насос с электродвигателем; 6-предохранительный клапан; 7-регулирующий клапан; 8-обратный клапан; 9-задвижки.

В качестве основных агрегатов установлены центробежные насосы НМ-10000-210 с электродвигателями СТД-6300 мощностью 6300 кВт открытого типа, установленными в отдельном помещении, которое отделено от насосного зала глухой стеной. Система трубопроводов обеспечивает работу одного, двух и трех последовательно соединенных насосов. Для устранения перетекания нефти из напорного трубопровода в подводящий на соединительных участках установлены четыре обратных клапана, позволяющие

производить запуск и остановку любого насоса без прекращения работы остальных насосов, а также осуществлять ступенчатое регулирование подачи насосной за счет изменения числа работающих насосов. После обратных клапанов на прямом участке трубопроводов для измерения подачи устанавливают расходомеры.

Кроме главного машинного помещения в здании насосной размещают еще вспомогательные помещения, где устанавливают вспомогательное оборудование систем смазки и охлаждения основных агрегатов, а также помещения вентиляторов и операторной.

Таблица 2.10.

**Данные о стоимости перекачивающих станций
(в тыс.руб.)**

Диаметр трубо- провода, м	Тип станции		Диаметр трубо- провода, м	Тип станции	
	голов- ная	проме- жуточ- ная		голов- ная	проме- жуточ- ная
Для нефтепродуктопроводов			Для нефтепроводов		
219	1340	830	530	5400	1930
325	1640	920	820	9200	2550
426	2550	1270	1020	15400	3000
530	3900	1670	1220	16200	3500

В настоящее время внедряют блочно-комплектные станции, сооружаемые из отдельных блоков, укомплектованных технологическим оборудованием, которое смонтировано на общей транспортасьельной раме с трубопроводами, аппаратурой, контрольно-измерительными приборами и средствами автоматизации. Перекачивающие станции нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в принципе выполняются по одинаковой схеме, за исключением коммуникаций, обеспечивающих подогрев нефти и зачистку нефтяных резервуаров. Кроме того, станции нефтепроводов сооружают более мощными, соответственно диаметру трубопровода. В табл. 2.10 приведены данные о стоимости

перекачивающих станций в зависимости от диаметра нефтепродуктопровода и нефтепровода.

Как видно из табл. 2.10 головная станция во всех случаях дороже промежуточной за счет дополнительного строительства резервуарного парка.

3. Нормы проектирования и изыскания магистральных трубопроводов

3.1. Организация и проведение проектных работ

Основанием для решения вопроса о необходимости проектирования и строительства новых трубопроводных магистралей для транспорта нефти и нефтепродуктов и газа или реконструкции действующих является общий план развития нефтяной и газовой промышленности, в котором учитываются перспективные снабжение нефтью нефтеперерабатывающих заводов и обеспечение нефтепродуктами и газом промышленности, сельского и городского хозяйства.

Развитие сети нефтегазопроводов осуществляется на основе технико-экономических обоснований с выявлением наиболее оптимальных направлений проектируемых нефтяных и газовых магистралей.

Задание на проектирование, как правило, выдается соответствующим министерством. В задании указываются общие требования к объекту нового строительства, в том числе: ориентировочное направление будущей трубопроводной магистрали; месторасположение нефтебазы и газохранилища; проектная пропускная способность нефтепровода, нефтепродуктопровода или газопровода и грузооборот нефтебазы и газохранилища.

Проектирование предприятий транспорта и хранения ведется обычно по двум стадиям - составление технического проекта и разработка рабочих чертежей. Допускается также составление проекта в одну стадию - технико-рабочий проект, т.е. технический проект, совмещенный с рабочими чертежами. Технико-рабочие проекты разрабатываются для объектов, строительство которых намечается осуществлять по типовым и повторно применяемым экономичным индивидуальным проектам, а также для технически несложных объектов. При проектировании крупных, наиболее сложных объектов

разрабатывается технико-экономическое обоснование (ТЭО), предшествующее составлению технического проекта. Технико-экономическое обоснование разрабатывается для установления целесообразности и экономической эффективности предлагаемого к строительству магистрального трубопровода, нефтебазы или газохранилища. В обосновании дается экономический анализ объекта с учетом комплекса технологических, топографических, общестроительных и других факторов, что позволяет принять наиболее правильное и обоснованное решение по принципиальным вопросам строительства объекта. В ТЭО рассматриваются несколько вариантов прохождения трассы магистрального трубопровода или площадок строительства нефтебаз и газохранилищ с более подробной характеристикой выбранного варианта и указанием пропускной способности и диаметра трубопроводов, грузооборота нефтебазы, состава пусковых комплексов, а также очередности строительства; определяются уровень механизации и автоматизации производства, энерговооруженность и приводятся данные о жилищном и гражданском строительстве проектируемого объекта, а также о необходимом объеме развития строительной базы. Таким образом, в результате выполнения ТЭО определяются основные направления разработки проекта и составляется задание на проектирование, являющееся основным исходным документом при изыскании и проектировании предприятия.

Технический проект выполняется с целью окончательного решения основных принципиальных проектных предложений и уточнения рекомендаций, сделанных в ТЭО. В техническом проекте рассматривается весь комплекс инженерных задач, начиная с выбора площадок и трассы по строительству, выявления источников снабжения основным сырьем, водой и энергией, строительными материалами, принятия основных технических решений по основным сооружениям проектируемого объекта и заканчивая определением общей стоимости строительства, выявлением основных технико-экономических показателей и спецификацией требуемого оборудования.

Технический проект со сметами после его утверждения служит основанием для финансирования строительства, заказа основного оборудования и разработки рабочих чертежей.

При разработке проектов учитывается максимальное использование типовых проектов или экономических проектов аналогичных объектов, называемых в практике проектирования проектами повторного использования.

Для унификации и сокращения объема проектной документации ее разрабатывают в соответствии с эталоном проекта, утвержденного министерством или ведомством, которым определены состав и оформление проектных материалов. В рабочих чертежах детально разрабатываются все конструктивные элементы, уточняются отдельные технические данные. В состав рабочих чертежей входит разработка общих компоновочных, монтажных чертежей с расположением оборудования, частей здания или сооружений и конструкций и детализированных чертежей, в которых приводятся узлы и детали с необходимыми размерами и указаниями для производства работ или изготовления.

В монтажных чертежах насосных, компрессорных станций, механических мастерских, котельных и других, кроме расстановки основного и вспомогательного оборудования, дается размещение трубопроводных коммуникаций, приборов автоматики, телемеханики, контрольно-измерительной аппаратуры связи и сигнализации.

В спецификациях рабочих чертежей приводятся необходимые характеристики оборудования и материалов в объеме, необходимом для заказа в количествах, требуемых для изготовления деталей и монтажа оборудования, трубопроводов и различной аппаратуры.

Разработка конструкторской документации осуществляется в соответствии с «Единой системой конструкторской документации (ЕСКД)», представляющей собой комплекс государственных стандартов по составлению и оформлению конструкторской документации. К конструкторской документации относятся графические и текстовые документы, которые в совокупности определяют состав и устройство изделия и содержат необходимые данные для его разработки, изготовления, контроля, приемки, эксплуатации и ремонта.

Конструкторские документы в зависимости от стадии разработки подразделяются на проектные и рабочие. К проектным относятся технические задания и предложения, эскизный и технический проект изделия; к рабочим

документам относятся рабочие чертежи опытных образцов изделий, установочных серий, а также изделий массового производства.

Пояснительная записка на изделие должна содержать следующие разделы: введение; назначение и область применения проектируемого изделия; техническую характеристику; описание и обоснование выбранной конструкции; расчеты, подтверждающие работоспособность изделия; описание организации работ; ожидаемые технико-экономические показатели; уровень унификации.

При разработке чертежей предусматривают оптимальное применение стандартных и покупных изделий; рациональную ограниченную номенклатуру размеров, марок и сортов материалов, необходимую степень взаимозаменяемости. На чертежах применяются условные обозначения в соответствии с государственными стандартами.

Проектные и изыскательские работы выполняются проектной организацией - генеральным проектировщиком с участием изыскательских организаций. В некоторых случаях привлекают специализированные проектные организации для разработки на договорных началах отдельных частей проектов. Генеральным проектировщиком, как правило, назначается организация, разрабатывающая технологическую часть проекта. Проектная организация - генеральный проектировщик назначает, в свою очередь, по каждому предприятию проект. Последний осуществляет организацию и техническое руководство проектно-изыскательскими работами на протяжении всего периода проектирования, строительства и освоения проектных мощностей.

Проектно-изыскательские работы следует выполнять с применением современных средств вычислительной техники и прогрессивных способов составления проектных материалов, которые способствуют повышению производительности труда работников проектно-изыскательских организаций и качества проектов.

4. Расчеты магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

В практике проектирования расчеты магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов называют также технологическими расчетами, т.е. имеется в виду комплекс расчетов, связанных с технологическим процессом транспорта нефти и нефтепродуктов. В состав технологического расчета входит собственно гидравлический расчет нефтепровода и нефтепродуктопровода, выбор оборудования, механические и теплотехнические расчеты, а также технико-экономический расчет, включающий выбор оптимального диаметра трубопровода с учетом сравнительных технико-экономических показателей различных вариантов. Кроме того, при выбранных вариантах расположения насосных станций рассчитывают режимы эксплуатации трубопровода с уточнением пропускной способности при различных условиях перекачки и принятых методах регулирования его работы. Технологические расчеты выполняют в соответствии с «Нормами технологического проектирования и технико-экономическими показателями магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов». По технологическим расчетам решаются основные технические вопросы наиболее рациональной схемы сооружения магистрального нефтепровода при минимальных затратах на строительство и эксплуатацию. Исходными данными для расчета являются: требуемая подача нефти и нефтепродуктов, определяемая заданием на проектирование и технико-экономическими проработками; физические характеристики нефти и нефтепродуктов при температуре перекачки; среднесеasonные температуры грунта на глубине заложения трубопровода; механические свойства материала труб; направление, протяженность и высотное расположение трубопровода, определяемое по плану трассы, нанесенной на топографическую карту, и сжато му профилю трассы.

4.1. Гидравлический расчет нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

В задачу гидравлического расчета магистрального нефтепровода входит определение суммарных потерь напора по длине трубопровода, числа перекачивающих станций и расстановка их по трассе трубопровода. К основным расчетным параметрам магистрального нефтепровода или нефтепродуктопровода относятся: пропускная способность, диаметр и рабочее давление.

Гидравлический расчет трубопровода ведется в следующей последовательности: по пропускной способности и вязкости находят диаметр трубопровода и режим течения жидкости, от которого зависит коэффициент гидравлического сопротивления; затем определяют потерю напора и гидравлический уклон как основного трубопровода, так и мушкетера или вставки. По профилю трассы определяют расчетную длину трассы до перевальной точки и соответствующую разность геодезических отметок (Δz). Пользуясь этими данными, определяют число насосных станций.

Под пропускной способностью магистрального трубопровода понимается максимальное количество нефти или нефтепродукта, которое может быть перекачено по трубопроводу при экономически оптимальном использовании принятых расчетных параметров и установившемся режиме.

Расчетная подача нефти и нефтепродуктов по магистральному нефтепроводу или нефтепродуктопроводу, исходя из условия равномерной перекачки в течение года, равна отношению годовой пропускной способности к числу рабочих дней в году с учетом остановки на ремонт (350 дней или 8400 ч в году). Расчетная часовая подача (в м³/ч) определяется по формуле

$$Q_{\text{ч}} = \frac{G}{350 \cdot 24 \rho}, \quad (4.1.)$$

где G - годовая пропускная способность трубопровода, т/год; 350 - число рабочих дней трубопровода за год; ρ - плотность нефти или нефтепродукта, т/м³.

Диаметр трубопровода (в.м) определяют при заданной пропускной способности трубопровода и принятой скорости течения жидкости (1,5-2,5 м/с) по формуле.

$$d = \sqrt{\frac{4q}{\pi\omega}}, \quad (4.2.)$$

где q - секундная пропускная способность, м³/с; ω - скорость течения жидкости, м/с.

Рассчитанные размеры диаметра трубы округляют до ближайшего диаметра по ГОСТ. Толщина стенки трубы определяется механическим расчетом.

На пропускную способность трубопровода при прочих равных условиях наибольшее влияние оказывают вязкость и плотность жидкости. В расчетах нефтепроводов и нефтепродуктопроводов обычно пользуются значением кинематической вязкости ν (в м²/с), т.е. отношением динамической вязкости μ к плотности жидкости ρ

$$\nu = \frac{\mu}{\rho},$$

Единица кинематической вязкости - стокс (Ст) равна 1 м²/с*10⁻⁴. Единица кинематической вязкости, в 100 раз меньшая стока, называется сантистоксом (сСт) и соответствует вязкости воды при 20°C.

Вязкость жидкостей с повышением температуры уменьшается.

Изменение вязкости в зависимости от давления незначительно и обычно в расчетах не учитывается. Большей вязкостью обладают нефти и так называемые темные нефтепродукты, к которым относятся все виды масел, мазуты и другие малоиспаряющиеся нефтепродукты.

В гидравлических расчетах подземных трубопроводов значение вязкости и плотности принимают обычно соответственно средней температуре грунта на уровне оси трубопровода за определенный период года.

Если трасса трубопровода проходит по нескольким климатическим зонам, то гидравлический расчет ведут по каждой из них в отдельности. При выполнении

гидравлических расчетов пользуются следующими основными формулами.

Потерю напора на трение h_f (в.м.) в трубе круглого сечения определяют по формуле Дарси-Вейсбаха

$$h_m = \lambda \frac{l}{d} * \frac{\omega^2}{2g}, \quad (4.3.)$$

где λ - коэффициент гидравлического сопротивления; l -длина трубопровода, м; d -внутренний диаметр трубопровода, м; ω - скорость движения жидкости, м/с; g - ускорение силы тяжести, м/с².

Коэффициент гидравлического сопротивления λ является безразмерной величиной и зависит от режима движения жидкости, характеризуемого критерием Рейнольдса (Re), зависящим, в свою очередь от средней скорости жидкости ω , от диаметра трубы d и от кинематической вязкости жидкости ν :

$$Re = \frac{\omega d}{\nu}. \quad (4.4.)$$

При ламинарном течении жидкости (при $Re \leq 2000$) в трубе круглого сечения значение коэффициента трения зависит только от величины Re и определяется по формуле Стокса

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (4.5.)$$

При $Re > 3000$ движение жидкости происходит при турбулентном режиме.

В интервале чисел $Re=2000-3000$, называемом переходным, можно наблюдать оба режима. В этой области λ определяют по формулам турбулентного режима. При турбулентном движении λ зависит не только от критерия Re , но и от шероховатости труб ϵ при определенных значениях Re . По этому признаку в зависимости от характера трения жидкости о стенки трубы при турбулентном режиме выявляются три зоны.

Зона гидравлически гладких труб (первая зона), в которой λ зависит только от параметра Re , т.е. $\lambda = f(Re)$, и определяется по формуле Блазиуса

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} \quad (4.6.)$$

Зона смещенного трения или гидравлически шероховатых труб (вторая зона), в которой λ зависит от параметра Рейнольдса и шероховатости труб $\lambda = f(Re, \epsilon)$, для которого переходное значение

$$Re_1 = \frac{59,5}{\epsilon^{1,143}}$$

где ϵ - относительная шероховатость $\epsilon = e/R$; e - абсолютная высота выступов шероховатости; R - радиус трубы.

В этой зоне при значениях $Re > Re_1$ коэффициент λ определяется по формуле Альтшуля.

$$\lambda = 0,14 \sqrt{\frac{a}{d} + \frac{100}{Re}} \quad (4.7.)$$

где $a=0,46$ k ; k - «эквивалентная шероховатость» труб, величина которой определяется путем гидравлических испытаний. Значения абсолютной e и эквивалентной шероховатости внутренней поверхности стальных нефтесоводных труб составляют соответственно (в мм): для новых цельнотянутых труб $e = 0,05-0,15$ и $k = 0,02-0,07$; для труб, находившихся в непродолжительной эксплуатации, $e = 0,2-0,3$ и $k = 0,2-0,5$.

Зона квадратичного закона сопротивления (третья зона), в которой λ зависит только от относительной шероховатости $\lambda = f(\epsilon)$ и переходное значение Re_2 находится по формуле

$$Re_2 = \frac{665 - 765 \lg \varepsilon}{\varepsilon} \quad (4.8)$$

Соответственно при $Re > Re_2$ коэффициент λ определяется по формуле

$$\lambda = \frac{1}{(1,74 + 2 \lg \varepsilon)^2} \quad (4.9)$$

Для гибких прорезиненных плангов с внутренней проволочной спиралью

$$\lambda_{\text{плп}} = \lambda + \frac{16e^3}{d_{\text{пл}}^3 b}, \quad (4.10)$$

где λ - коэффициент гидравлического сопротивления, вычисленный по формулам ламинарного или турбулентного режима; e - высота выступов проволочной спирали над внутренней поверхностью планга, м; $d_{\text{пл}}$ - диаметр планга, м; b - шаг проволочной спирали, м.

Для практических расчетов магистральных и станционных трубопроводов согласно нормам технологического проектирования коэффициент λ определяют при Re от 2000 до 3000 по эмпирической формуле

$$\lambda = (0,16 Re - 13) 10^{-4} \quad (4.11)$$

и при $Re > 3000$ с учетом шероховатости по формулам, приведенным в табл.4.1, соответственно для цельнотянутых и сварных труб.

Таблица 4.1.

Формулы для определения коэффициентов гидравлического сопротивления для цельнотянутых и сварных труб

Условный диаметр трубы, м	По формуле $\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}$ при Re (до)	При значениях Re (выше)	По формулам
Для цельнотянутых труб			
300	18000	18000	$\lambda = 0,0147 + \frac{1,7}{\sqrt{Re}}$
400	35000	35000	$\lambda = 0,0140 + \frac{1,7}{\sqrt{Re}}$
Для сварных труб			
400	56000	56000	$\lambda = 0,0134 + \frac{1,7}{\sqrt{Re}}$
500	73000	73000	$\lambda = 0,0130 + \frac{1,7}{\sqrt{Re}}$
800	110000	110000	$\lambda = 0,0123 + \frac{1,7}{\sqrt{Re}}$
1000	120000	120000	$\lambda = 0,0121 + \frac{1,7}{\sqrt{Re}}$
1200	125000	125000	$\lambda = 0,0120 + \frac{1,7}{\sqrt{Re}}$
1400	130000	130000	$\lambda = 0,0119 + \frac{1,7}{\sqrt{Re}}$

Потерю напора на трение в трубопроводе h_{tr} , отнесенную к единице его длины и называемую гидравлическим уклоном, определяют по формуле

$$i = \frac{h_{tr}}{l} \text{ или } i = \frac{\lambda}{d} * \frac{\omega^2}{2g} \quad (4.12)$$

Отсюда $h_t = iL$. Графическое изображение линии гидравлического уклона представлено на рис 4.1, где H_1 и H_2 соответствуют напорам в начальной и конечной точках трубопровода. Скорость движения жидкости (в м/с) в трубопроводе определяют по формуле

$$\omega = \frac{q}{L} = \frac{4q}{\pi d^2}, \quad (4.13)$$

где q - количество перекачиваемой жидкости, м³/с.

В некоторых случаях вместо формулы Дарси-Вейсбаха пользуются формулой Лейбензона

$$i = \beta \frac{Q^{2m} \nu^m}{d^{5m}}, \quad (4.14)$$

где β и m - коэффициенты, равные для ламинарного режима $\beta=128/(\pi g)$ и $m=1$; для турбулентного режима $\beta=0,241/g$ и $m=0,25$; $\beta=8\lambda/(\pi g)$ и $m=0$ (зона квадратичного закона сопротивления).

Общие потери напора по длине трубопровода определяют по формуле

$$H = h_t + \sum_{\text{лм}} + \Delta z, \quad (4.15)$$

где $\sum_{\text{лм}}$ - суммарные потери на местные сопротивления;
 Δz - разность пивелирных отметок между конечной и начальной точками трассы.

Потери напора на местное сопротивление определяют по формуле

$$h = \xi \varphi \frac{\omega^2}{2g}, \quad (4.16)$$

где ξ - коэффициент местного сопротивления;

φ - поправочный коэффициент $\varphi=1$, а для ламинарного режима принимается по по графику на рис.4.2.).

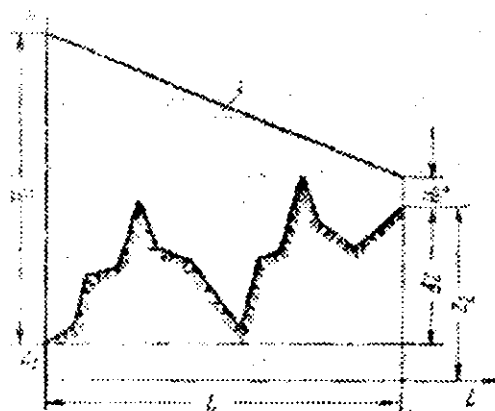


Рис.4.1. График гидравлического уклона трубопровода

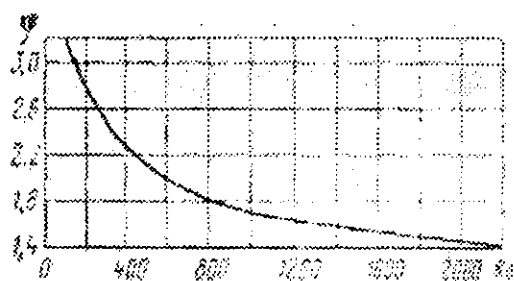


Рис.4.2. График значений коэффициента ξ для ламинарного режима

4.2. Выбор основного оборудования насосных станций, расчет их числа и расстановка

К основному оборудованию насосных станций магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов относятся собственно насосы и их приводы- электродвигатели. Насосы преимущественно применяют центробежного типа в соответствии с «нормальным рядом центробежных насосов» и выбирают по требуемой пропускной способности.

Поскольку в каталогах приведена характеристика центробежных насосов, которая составлена из условия перекачки воды, отличающийся по вязкости от нефти и нефтепродуктов, то необходимо ее пересчитывать. Так, при перекачке по трубопроводу нефти, имеющей большую вязкость, чем вода, увеличивается сопротивление на трение, в результате чего подача, напор и к.п.д. будут уменьшаться, а потребляемая мощность увеличиваться. Для пересчета пользуются коэффициентами, приведенными на графике рис. 4.3, где соответствующие коэффициенты пересчета напора k_H , подачи k_Q и к.п.д. k_η находят в зависимости от Re .

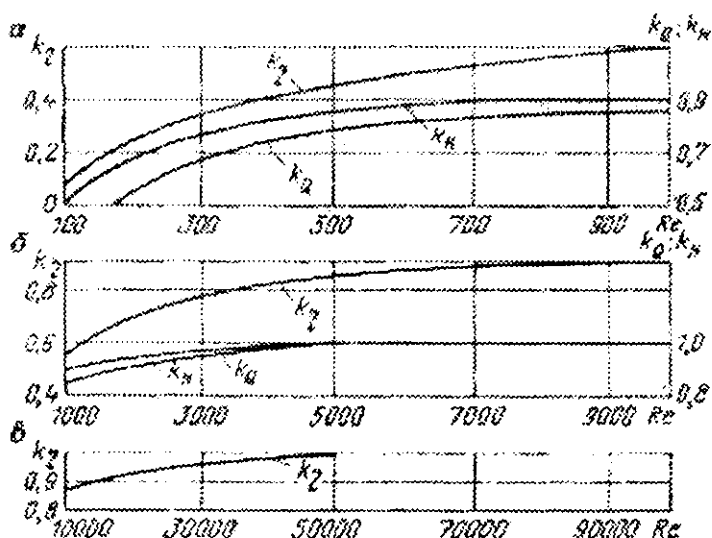


Рис.4.3. График зависимости поправочных коэффициентов к к.п.д., расходу и напору центробежных насосов от параметра Re в диапазонах:

а-100-1000; б-1000-100000; в-10000 - 100000

Параметр Рейнольдса определяют по формуле

$$Re = \frac{Q_{ном}}{D_{экв} \nu}, \quad (4.17)$$

где $Q_{ном}$ - номинальная подача насоса, $м^3/с$; $D_{экв}$ - эквивалентный диаметр рабочего колеса насоса, м

$$D_{экв} = \sqrt{4Dbk}; \quad (4.18)$$

ν - вязкость перекачиваемой жидкости, $м^2/с$. D - наружный диаметр рабочего колеса, м; b - ширина лопатки рабочего колеса на наружном диаметре, м; k - коэффициент сужения сечения лопатки рабочего колеса на выходе (обычно $k=0,9$).

Чтобы выбрать наиболее оптимальный режим работы центробежных насосов, нормами технологического проектирования рекомендуется напор насосов привести в соответствие требуемым напорам насосной станции путем обрезки рабочих колес насоса. При этом во избежание значительного снижения к.п.д. насосов необходимо уменьшить диаметр колес не более чем на 10%.

Соответствующие размеры рабочего колеса насоса после обрезки определяют по формулам.

$$H' = H \left(\frac{D'}{D} \right)^2 ;$$

$$D' = \sqrt{D^2 \frac{H'}{H}} , \quad (4.19)$$

где H и D - параметры насоса (напор и диаметр рабочего колеса) по универсальной характеристике, H' и D' - параметры насоса после обрезки.

Для определения мощности (в кВт) на валу насоса пользуются формулой

$$N_n = \frac{QH\rho * 10^{-3} * 9,81}{3600\eta_n} \quad (4.20)$$

где Q -подача насоса, м³/ч; H -напор насоса, м; ρ -плотность жидкости, кг/м³; η_n -полный к.п.д. насоса (с учетом вязкости жидкости).

Мощность электродвигателя с учетом коэффициента запаса k_3 к.п.д. электродвигателя η_d будет:

$$N_d = \frac{K_3 N_n}{\eta_d} . \quad (4.21)$$

Коэффициент запаса принимают $k_3=1,15$ при мощности электродвигателя до 500 кВт и $K_3=1,10$ при мощности более 500 кВт.

Мощность электродвигателя с учетом полного к.п.д. насосно-силовой установки определяют по формуле

$$N = \frac{qH\rho k_i}{102\eta} \quad (4.22)$$

где q -подача насоса, м³/с; H -напор, развиваемый насосом, м; ρ -плотность перекачиваемой жидкости, кг/м³; k_i -коэффициент запаса; η - полный к.п.д.

$$\eta = \eta_n \eta_z$$

Расчет числа насосных станций и их расстановку по длине трубопровода обычно выполняют в два этапа - сначала ведут предварительный (прикидочный) расчет, а затем уточненный, на основе сравнительных расчетов. Число насосных станций в общем виде определяют из уравнения баланса напоров

$$\Delta h + nH_{ст} = h + \Delta_z \quad (4.23)$$

где Δh - напор перед станцией, n - число однотипных станций; $H_{ст}$ -напор, развиваемый станцией; h - потеря напора в трубопроводе; Δ_z - разность нивелирных отметок конца и начала трубопровода или перевальной точки и начала трубопровода, м.

Баланс напоров характеризует совместную работу трубопровода и расположенных на ней насосных станций, как единую гидравлическую систему. Графически это система выражается в виде совмещенной характеристики трубопровода и суммарной характеристики насосных станций. Пример такой характеристики для установки центробежных насосов приведен на рис.3.4, где пропускной способности трубопровода Q - соответствует рабочая точка пересечения кривых $H_0(Q)$ и $nH_{ст}(Q)$, являющаяся оптимальной. Отрезок Δh соответствует поднапору перед головной станцией, необходимому для нормальной работы насосов по обеспечению требуемой пропускной способности.

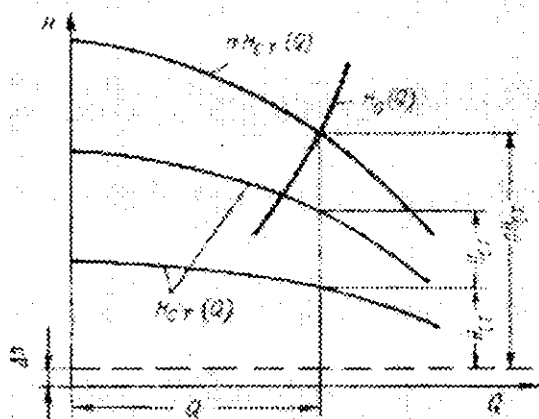


Рис.4.4. Совмещенная характеристика трубопровода и насосных станций (Q - H_{cr})

Таким образом, число станций в общем виде определяют по формуле

$$n = \frac{lI + \Delta z}{H_{cm}} \quad (4.24)$$

а для случая, когда насосные станции оборудованы центробежными насосами, требующими подпора и с учетом потерь в коммуникациях станции по формуле

$$n = \frac{lI + \Delta z}{H_{cm} - \Delta h} \quad (4.25)$$

где l - длина трубопровода, а при наличии перевальной точки - расстояние до нее, км., H_p - расчетный напор (давление) в трубопроводе, определяемый несущей способностью применяемых труб, м; Δh - дополнительный напор (в м), складываемый из потерь в трубопроводных коммуникациях станции (включая местные сопротивления) и величины требуемого напора насосов Δh_1 (которые обеспечивают их работу без кавитации).

Для приближенных расчетов Гипотрубопровод рекомендует принимать следующие значения Δh :

Подача м ³ /ч	Δh , м	Подача м ³ /ч	Δh , м	Подача м ³ /ч	Δh , м	Подача м ³ /ч	Δh , м
1250	40	3600	50	7000	60	12000	100
2500	45	5000	55	10000	80		

Расстановку перекачивающих станций по длине трубопровода наиболее удобно выполнить графоаналитическим путем по методу В. Г. Шухова с последующей аналитической проверкой давления на станциях. С этой целью при расчетах исследуют профиль трубопровода с выявлением на нем перевальных точек и определяют расчетную длину трубопровода.

Перевальной точкой называется возвышенность на трассе, начиная от которой нефть или нефтепродукт может прийти к конечному пункту (к следующей станции) самотеком с расчетным расходом. Расстояние от начала трубопровода до перевальной точки называется расчетной длиной трубопровода.

График расстановки станций строят следующим образом. Сначала в соответствии с принятыми масштабами длины и высот наносят линию гидравлического уклона, по заранее рассчитанному гидравлическому уклону, пользуясь треугольником ЕКМ, стороны которого изображают, например, падения напора на участке 100 км (рис.4.5). Затем на сжатом профиле наносят местоположение насосных станций по длине нефтепровода с гидравлическим уклоном i . Для этого на вертикальной линии, проходящей через начальную точку А, соответствующую местоположению головной станции, откладывают отрезок АВ, равный по масштабу напору станции Н, а из точки В проводят линию гидравлического уклона трубопровода, параллельную гипотенузе КМ построенного треугольника ЕКМ. Точка пересечения этой линии с профилем трассы и явится теоретическим местом расположения второй станции С.

Однако вследствие того, что для нормальной работы основных насосов (без кавитации) требуется подпор Δh , то

фактическое месторасположение станции переместится левее, в точку C'' . Из этой точки вновь строят перпендикуляр, на котором откладывают напор второй станции и проводят, аналогично предыдущему, гидравлический уклон до предыдущего, гидравлический уклон до пересечения с профилем в точке месторасположения третьей станции. Такое же построение ведут и для последующих станций.

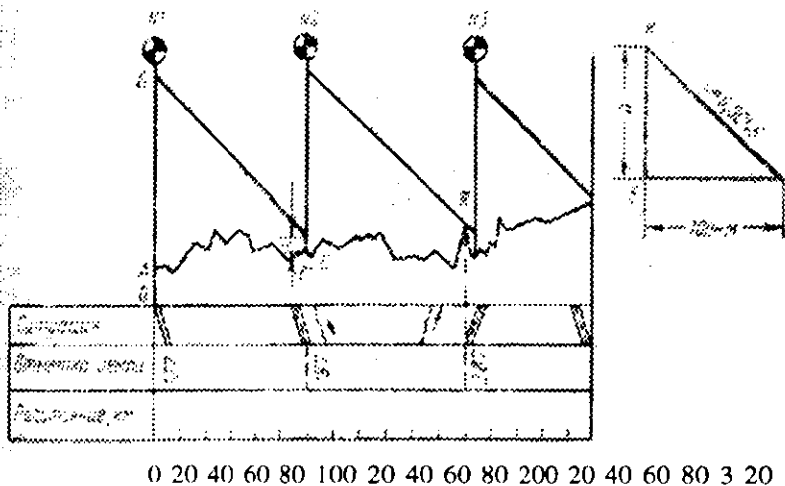
После пахождения зон (точек) расположения насосных станций проверяют пропускную способность отдельных участков трубопровода с целью выравнивания пропускной способности их. Для этого определяют соответствующий требуемый напор на насосных станциях по формуле

$$H_{ст} = i l_p + \Delta z + \Delta h \quad (4.26)$$

и для одного насоса

$$H'_{ст} = \frac{H_{ст}}{n'},$$

где $H_{ст}$ - требуемый напор на станции, м; i - гидравлический уклон, м/км; l_p - расчетная длина трубопровода, км; Δz - разность нивелирных отметок начала и конца трубопровода, м; Δh - дополнительный напор (в м), учитывающий требуемый подпор и потери в подводящих коммуникациях (при перекачке с одной станции на другую) или запас подпора на перевальную точку (обычно 10 м) при перекачке через перевальную точку; n' - число рабочих насосов.



40

Рис.4.5. Расстановка насосных станций на сжатом профиле трассы.

Соответствующее требуемое давление на станциях в кгс/см^2

$$p = \frac{H_{\text{ст}}}{10} \rho; \quad (4.27)$$

в Па $p = H_{\text{ст}} \rho g, \quad (4.27a)$

где ρ - плотность нефтепродукта относительная или кг/м^3 ; g - ускорение силы тяжести, м/с^2 .

Это простейший способ расстановки станции при условии, что диаметр трубопровода по всей длине одинаковый, отсутствуют лупинги (параллельно включенные участки трубопровода) и число станций (не дробное) принято теоретически, исходя из условия обеспечения требуемого количества подаваемого продукта. В действительности, учитывая характеристику перекачивающих насосов и ближайшие по ГОСТу диаметры трубопроводов, может получиться дробное число станций. Поэтому, чтобы получить

их минимальное число, близкое к расчетному, по длине трассы прокладывают лупинги.

Лупинги прокладывают и в том случае, когда требуется сместить станцию с расчетного местоположения по причине близости населенного пункта, водной преграды и т.д. На рис. 4.6 показано графическое построение расстановки насосной станции на трубопроводе с лупингами, станция перемещается из точки a в точку b за счет установки лупинга с гидравлическим уклоном $i_{\text{л}}$. В этом случае из конца вертикального отрезка $H_{\text{ст}}$, выражающего напор станции, проводят две линии гидравлического уклона - основной магистрали i и лупинга $i_{\text{л}}$, длина которого соответствует длине лупинга χ , полученной по расчету. Из конца отрезка $i_{\text{л}}$ проводят вторую линию i , пересечение которой с профилем в точке b_1 , будет соответствовать новому расположению станции, однако из условия, что насосы станции должны иметь минимальный подпор Δh , насосную соответственно сдвигают на графике влево и размещают в точке b . Затем из этой точки проводят вертикаль, на которой откладывают $H_{\text{ст}}$ (с учетом Δh) и далее ведут построение обычным способом. На графике обозначено $H_{\text{д}}$ - допустимый напор на станции из условия прочности трубопровода, складываемый из напора, развиваемого станцией $H_{\text{ст}}$, и наибольшего подпора $\Delta H_{\text{д}}$, передаваемого с предыдущей станцией.

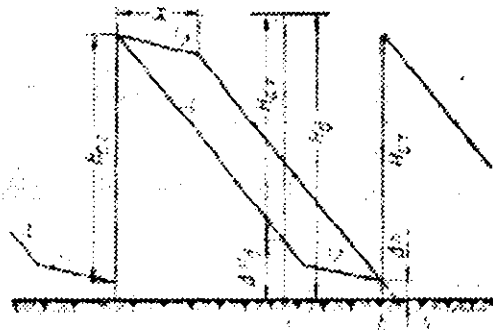


Рис.4.6. Графическая расстановка станции, оборудованная центробежными насосами, на трубопроводах с лупингами.

В случае установки поршневых насосов принцип расстановки станций тот же, однако отличается тем, что перед станциями не предусматривается дополнительный подпор, который не требуется по характеристике насосов. При округлении числа станций в меньшую сторону также применяют лупинги.

Пропускная способность магистрального нефтепровода при прочих равных условиях существенно изменяется в зависимости от сезонных изменений вязкости нефти. Это, в свою очередь, приводит к изменению режимов работы насосных станций, так как с увеличением вязкости требуется больший напор и, наоборот, с уменьшением вязкости снижается напор, что характерно, например, для летнего времени. Поэтому с целью выявления режима работы станций для среднегодовых условий и в летний период строят совмещенную характеристику насосной станции и трубопровода, пример которой для центробежных насосов приведен на рис. 4.7.

Для построения характеристики рассматривают лимитирующий участок трубопровода, при этом наносят кривые характеристики трубопровода при различных значениях вязкости. Соответствующие значения напора насосов предварительно рассчитывают с учетом и без учета обрезки колес при изменяющихся подачах в зависимости от числа одновременно работающих насосов. При этих же подачах определяют потери в трубопроводе (при различной вязкости). Точка пересечения линий подачи и напора насосов с кривой трубопровода характеризует величину требуемого напора при данной вязкости и величину пропускной способности.

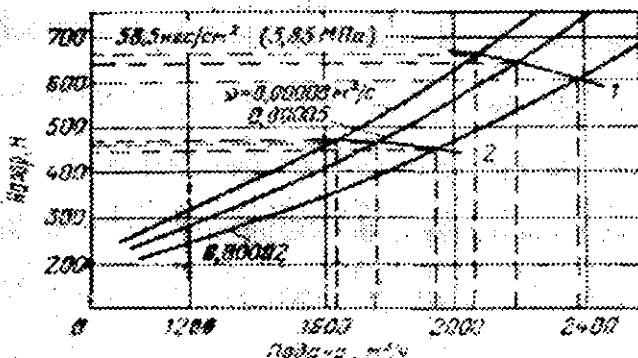


Рис.4.7. Совмещенная характеристика насосной станции и трубопровода при различной вязкости перекачиваемой нефти:

- 1- последовательное соединение трех насосов;
- 2- последовательное соединение двух насосов.

Так, из графика видно, что для среднегодовых условий (при вязкости нефти $\nu = 0,00005 \text{ м}^2/\text{с}$) пропускная способность нефтепровода при напоре станции 645 м (и последовательно соединенных насосах) составит $2190 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Если, например, в рассматриваемом случае требуемая средняя расчетная подача нефти составляет $2000 \text{ м}^3/\text{ч}$, то она может быть обеспечена периодическим отключением одного насоса (из трех последовательно соединенных), в результате чего пропускная способность уменьшается до $1750 \text{ м}^3/\text{ч}$ при напоре станции 465 м. Время работы станции (в ч) с этой пониженной подачей в течение месяца составит:

$$700 \frac{2190 - 2000}{2190 - 1750} \approx 300.$$

где 700 - продолжительность работы станции в месяц (8400..12); 2000 - расчетная подача, $\text{м}^3/\text{ч}$; 2190 и 1750 -

соответствующие подачи при работе трех и двух насосов, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Приведенный параметр показывает, что работу станций в течение года следует регулировать с целью более экономного расходования электроэнергии на работу насосов.

В некоторых случаях при расстановки станций необходимо учитывать особые условия эксплуатации данного нефтепровода. Так, к ним относятся трубопроводы с ответвлениями, т. е. с путевыми расходами ("сбросами"). Это возможно, например, при организации снабжения нефтью близлежащего (вдоль трассы) нефтеперерабатывающего завода, попутного "сброса" нефти на железную дорогу или для пополнения запасов нефтебаз. Различают путевые расходы периодические и непрерывные. При периодических расходах, к которым относится случай подачи на железную дорогу или нефтебазу, перекачка за пунктом отбора ведется с меньшим расходом, что регулируется числом работающих насосов. Однако при отсутствии путевого расхода нефтепровод работает на полную пропускную способность и по этим соображениям расчет ведется без их учета.

При непрерывных "сбросах" (например, на нефтеперерабатывающий завод) расход до пункта отбора и после него различны и в этом случае расчет трубопровода ведется по участкам.

На рис. 4.8 показана схема участка нефтепровода с непрерывными путевыми расходами, причем длина этого участка АВ обозначена l , проходящий по нему транзитный расход Q_t и путевой расход Q_n .

Если путевой расход по длине распределяется равномерно, $q=Q/l$ и течение жидкости происходит в квадратичной области турбулентного режима, то потери напора на всем участке трубопровода l при непрерывном путевом расходе определяют по формуле

$$h_{\text{м}} = \frac{l}{K^2} \left(Q_m^2 + Q_m Q_n + Q_n^2 + \frac{Q_n^2}{3} \right), \quad (4.28)$$

где K - модуль расхода, который при заданном напоре ΔH и при $Q=Q_t+Q_n$ находят по формуле

$$K = \frac{Q}{\sqrt{\frac{\Delta H}{I}}} \quad (4.29)$$

В связи с различными режимами работы отдельных участков нефтепроводов (или нефтепродуктопроводов) с путевыми расходами,

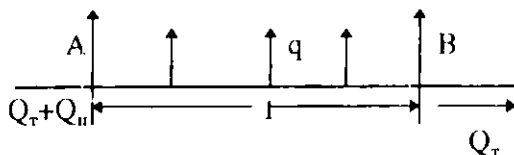


Рис 4.8 Схема нефтепровода с путевыми расходами

каждый из участков рассчитывают отдельно, причем при малых отборах последние участки можно не учитывать, В любом случае режим перекачки регулируется работой насосных станций.

4.3. Методы увеличения пропускной способности нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

В некоторых случаях возникает необходимость увеличения пропускной способности действующих трубопроводов для перекачки нефти и нефтепродуктов. Известны несколько методов увеличения пропускной способности, например, прокладка параллельно основной магистрали дополнительного участка трубопровода расчетной длины - лупинга, укладка вставки, т. е. участка трубопровода увеличенного диаметра, удвоение числа насосных станций или комбинированный метод. удвоение числа насосных станций с одновременной укладкой лупингов. Рис.4.9).

Увеличение пропускной способности путем установки дополнительных насосных агрегатов в существующих насосных

станциях обычно не практикуется, потому что увеличение числа параллельно работающих насосов приводит к возрастанию потери напора, в результате чего может существенно повыситься давление, допустимое по расчетной прочности трубопровода. Кроме того, редко практикуется метод установки вставок, так как в этом случае требуется полная остановка трубопровода на период врезки вставки, а сменяемые трубы в дальнейшем не находят полноценного применения (как бывшие в употреблении).

Наиболее целесообразный метод увеличения пропускной способности трубопровода выбирают, исходя из особенностей данного трубопровода и технико-экономического сравнения возможных вариантов. Однако при любом варианте учитывают прочность данного трубопровода и его состояние и при расчетах руководствуются следующими теоретическими положениями и формулами.

При расчете лупинга исходят из условия, что расход жидкости Q_0 в трубопроводе (от точки А до точки В) равен сумме расходов в трубопроводе Q_1 и параллельной трубе - лупинге Q_2 , и т.е. $Q_0=Q_1+Q_2$, и что потеря напора на участке АВ в трубопроводе равна потере напора в лупинге $h_1=h_2$.

В этом случае при разных диаметрах трубопровода и лупинга справедливо равенство

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \left(\frac{d_1}{d_2} \right)^{(5-m)/(2-m)}, \quad (4.30)$$

а соответствующие расходы определяют по формулам

$$Q_2 = Q_1 \left(\frac{d_1}{d_2} \right)^{(5-m)/(2-m)}, \quad (4.31)$$

$$Q_1 = \frac{Q_o}{1 + \left(\frac{d_2}{d_1} \right)^{(5-m)/(2-m)}} = \omega Q_o, \quad (4.32)$$

где

$$\omega = \frac{1}{1 + \left(\frac{d_2}{d_1} \right)^{(5-m)/(2-m)}}$$

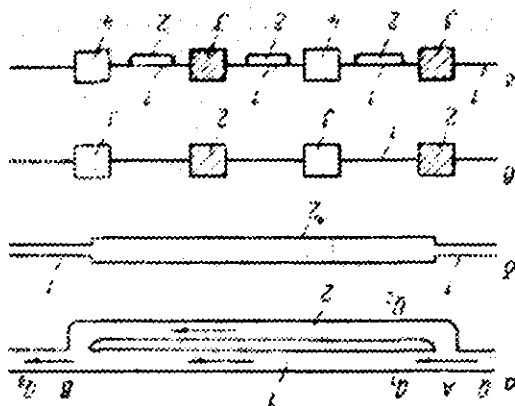


Рис.4.9.Схемы методов увеличения пропускной способности магистральных нефте-и нефтепродуктопроводов:

а-укладка параллельного трубопровода- лупинга; 1-магистраль, 2-лупинг; б- установка вставки; 1-магистраль, 2-вставка; в- удвоение числа насосных станций: 1-магистраль , 2-основная насосная станция, 3-дополнительная насосная станция; г-комбинированный метод - удвоение числа насосных станций и укладка лупингов: 1-магистраль - 2-лупинг, 3-основная насосная станция; 4-дополнительная насосная станция.

При равенстве диаметров магистрали и лунинга, т.е. при $d_1=d_2$

$$Q_1=Q_2=\frac{Q_o}{2}$$

и гидравлический уклон каждой ветви участка АВ составит

$$i_{AB}=\omega^{2-mio}, \quad (4.33)$$

где i_o - гидравлический уклон трубопровода до и после участка АВ.

Отношение пропускной способности трубопровода после установки лунинга Q_o к первоначальной пропускной способности до установки лунинга

Q называется коэффициентом увеличения пропускной способности.

Задаваясь величиной этого коэффициента, определяют длину лунинга по формуле

$$\chi = l \frac{1 - \chi^{m-2}}{1 - \omega}, \quad (4.34)$$

где l -длина трубопровода., χ - коэффициент увеличения пропускной способности.

При увеличении в 2 раза пропускной способности в большинстве случаев целесообразно в 2 раза увеличить диаметр трубопровода с условием, что диаметр второй трубы (лунинга) будет равен диаметру основной трубы.

При расчете вставки гидравлический уклон ее определяют по формуле

$$i_a = i_o \left(\frac{d_o}{d_a} \right)^{5m},$$

где i_o -гидравлический уклон основного трубопровода., d_o -диаметр основного трубопровода., d_a -диаметр вставки.

Длину вставки по заданным значениям потери напора и расхода определяют по формуле

$$l_n = \frac{i_o l - h}{i_o \left[1 - \left(\frac{d_o}{d_n} \right)^5 \right]}, \quad (4.35)$$

где l - длина основного трубопровода, h - потеря напора в трубопроводе со вставкой.

На рис. 4.10 показана схема изменения гидравлического уклона в магистрали с лупингом и вставкой.

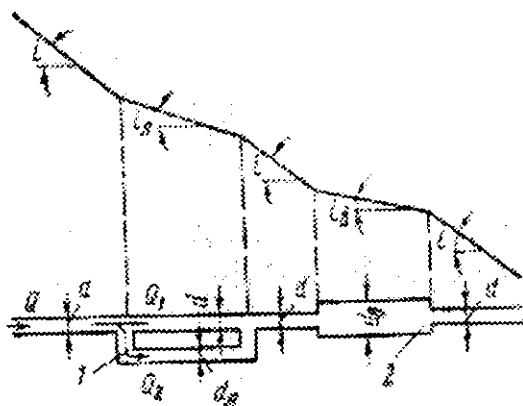


Рис. 4.10. Схема изменения гидравлического уклона в магистрали с лупингом и вставкой

Целесообразность удвоения числа насосных станций решают в зависимости от величины коэффициента увеличения пропускной способности, выражаемой зависимостью

$$\chi = \frac{1}{2^{2 \cdot m}} \quad (4.36)$$

Пользуясь этой формулой, можно прийти к выводу, что при ламинарном режиме течения жидкости, когда $m=1$, удвоение числа насосных станций обеспечивает удвоение пропускной способности трубопровода ($\chi=2$). В этом случае имеется в виду, что напор, развиваемый насосными станциями, сохраняется таким же, каким он был до расширения трубопровода. При турбулентном течении в гидравлических гладких трубах, когда $m=0,25$, в результате удвоения числа насосных станций пропускная способность увеличивается в 1,486 раза. Для гидравлических шероховатых труб при турбулентном течении ($m=0$) коэффициент $\chi = \sqrt{2} = 1,414$.

Исходя из этого, установлено, что удвоение числа насосных станций целесообразно в том случае, если заданное увеличение пропускной способности χ близко к числу $\frac{1}{2^{2-m}}$.

При малых значениях χ , т.е. когда $\chi \ll \frac{1}{2^{2-m}}$, удвоение числа насосных станций нецелесообразно, так как они будут работать с недогрузкой. При $\chi \ll \frac{1}{2^{2-m}}$ более целесообразно применять комбинированную схему, т.е. сочетать удвоение числа насосных станций с укладкой добавочного лупинга. Увеличение пропускной способности трубопровода только при помощи лупинга целесообразно при условии, что $\chi \ll \frac{1}{2^{2-m}}$.

Практически во всех случаях диаметр лупинга лучше принимать равным диаметру трубопровода, что облегчает условия эксплуатации, связанные с пропуском скребков и разделителей.

Гидравлический уклон лупинга, когда $d_n = d$ при различных режимах определяют по основной формуле ($d_1=d$ и $d_2 = d_n$) через гидравлический уклон одиночной трубы $i = i_0$ удвоенного участка

$$i_n = \frac{i}{\left[1 + \left(\frac{d_n}{d} \right)^{5-m/(2-m)} \right]^{2-m}}.$$

Для ламинарного течения (при $m=1$) $i_n=0,5i$. Для турбулентного течения (при $m=0,25$) $i_n=0,296i$. В области квадратичного закона сопротивления (при $m=0$) $i_n=0,25i$.

4.4. Выбор оптимального диаметра нефтепровода и нефтепродуктопровода

Определенное количество нефти и нефтепродуктов может быть теоретически перекачано по трубопроводам различного диаметра. Чем меньше диаметр (при одинаковой пропускной способности трубопровода), тем больше требуемый напор, следовательно, необходимо больше станций. И, наоборот, чем больше диаметр, тем меньше станций. Поэтому наимыгоднейшим диаметром трубопровода является тот, при котором требуются меньшие капитальные затраты и эксплуатационные расходы при максимальной пропускной способности.

Оптимальный диаметр трубопровода выбирают путем сопоставления нескольких (обычно трех-четырех) вариантов с различным сочетанием диаметра и числа перекачивающих станций с учетом их основных технико-экономических показателей (по капитальным вложениям и эксплуатационным расходам).

Вопрос выбора наиболее оптимального варианта является достаточно трудоемкой задачей, зависящей от многих факторов, которые учитываются в каждом конкретном случае, когда в зависимости от местных условий меняются показатели стоимости строительства и эксплуатации. Однако основным фактором, определяющим стоимость строительства, является собственно диаметр трубопровода. При уменьшении диаметра снижается и стоимость строительства включающих насосные станции, земляные и изоляционные работы и линейные сооружения), в то же время это приводит к возрастанию расходов на электроэнергию, которые являются основным показателем эксплуатационных расходов.

Чтобы решить, какой вариант является более выгодным, пользуются показателем сравнительной

экономической эффективности капитальных вложений, характеризующим минимум приведенных затрат.

Приведенные затраты по каждому варианту складываются из себестоимости (эксплуатационных расходов по перекачке) и капитальных вложений, приведенных к одинаковой размерности в соответствии с нормативным коэффициентом эффективности

$$\Pi = \Theta + E_n K = \min, \quad (4.37)$$

где Π - приведенные затраты, Θ - эксплуатационные расходы, K - капитальные вложения, E_n - отраслевой нормативный коэффициент эффективности (обычно принимается равным 0,12).

Поскольку нормативный коэффициент эффективности E_n связан с важным показателем - сроком окупаемости T , а именно:

$$E_n = \frac{1}{T},$$

то показатель приведенных расходов Π , учитывающий в комплексе влияние всех трех составляющих параметров - капиталовложения K , эксплуатационных расходов Θ и срока окупаемости T (в годах), может быть выражен формулой

$$\Pi = \frac{K}{T} + \Theta \quad (4.38)$$

При прочих равных условиях к строительству рекомендуется вариант с наименьшим значением показателя приведенных расходов. Эти показатели выражаются в виде полной суммы или в виде удельных величин.. капиталовложений на 1 км длины трубопровода и себестоимости перекачки на 1 т*км или 1м³*км. Часто при оценке сравниваемых вариантов строительства трубопроводов пользуются показателем срока окупаемости T , определяемым по формуле

$$T = \frac{K_2 - K_1}{\Theta_1 - \Theta_2}, \quad (4.39)$$

где K_2 , K_1 и $\mathcal{E}_1$. $\mathcal{E}_2$ - соответственно капитальные и эксплуатационные затраты рассматриваемых двух вариантов строительства.

Оптимальным вариантом является тот, который характеризуется минимальными капиталовложениями при минимальных эксплуатационных расходах и минимальном сроке окупаемости.

Исходя из нормативного коэффициента эффективности $E_{\text{н}} = 0,12$, срок окупаемости не должен превышать 8 лет.

Затраты на сооружение и эксплуатацию трубопроводов определяют по удельным технико-экономическим показателям, которые обычно рассчитываются проектными институтами для трубопроводов с различными параметрами.

При определении суммарных капиталовложений пользуются формулой

$$K = nNK_1 - GK_2 + dIK_3 + nK_4 + lK_5 + K_6 \quad (4.40)$$

где n - число перекачивающих станций, N - суммарная мощность агрегатов одной станции., K_1 - полная стоимость станции, отнесенная к единице рабочей мощности, руб/ кВт; G - суммарная масса трубопровода, кг; K_2 -стоимость сваренного трубопровода, отнесенная к единице массы уложенного трубопровода, м; l -длина трубопровода, м; K_3 - стоимость земляных и изоляционных работ, отнесенная к единице диаметра и длины трубопровода, руб.мм, K_4 -стоимость вспомогательных зданий и сооружений одной станции, руб.; K_5 -стоимость трассовых сооружений - дорог, линий связи, домов обходчиков и других, отнесенная к единице длины трубопровода, руб; K_6 -затраты, не зависящие от параметров трубопровода, руб.

Суммарные эксплуатационные расходы определяют по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{сум}} = \mathcal{E}_1 + \mathcal{E}_2 + \mathcal{E}_3 + \mathcal{E}_4, \quad (4.41)$$

где $\mathcal{E}_1$ - эксплуатационные расходы на текущих ремонт и амортизацию всех сооружений трубопровода, руб/год; $\mathcal{E}_2$ -годовой фонд заработной платы с отчислениями от нее, руб/год; $\mathcal{E}_3$ -

расходы на электро - энергию, руб/год; Э₄-прочие расходы, руб/год.

Ориентировочную стоимость перекачки нефти и нефтепродуктов [в коп/(т.км)] определяют по формуле

$$C' = \frac{Э \cdot 10^2}{G \cdot l}, \quad (4.42)$$

где Э - эксплуатационные расходы, млн. руб/ год; G - годовая пропускная способность трубопровода, млн. т/год; l - длина трубопровода, км.

По технологическим нормам проектирования при выборе оптимальных параметров магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов рекомендуется пользоваться следующими зависимостями диаметра трубопроводов и давления от пропускной способности (табл.4.2.)

Таблица 4.2

Оптимальные параметры нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

Нефтепроводы			Нефтепродуктопроводы		
Наруж- ный диаме- тр, мм	Рабочее давлени е кгс/см ²	Подача, млн. т/год	Наруж- ный диаме тр, мм	Рабочее давлени е кгс/см ²	Подача, млн. т/год
530	54-65	6-8	219	90-100	0,7-0,9
630	52-62	10-12	273	78-85	1,3-1,6
720	50-60	14-18	325	65-75	1,8-2,3
820	48-58	22-26	377	55-65	2,5-3,2
920	46-56	32-36	426	55-65	3,5-4,8
1020	46-56	42-50	530	55-65	6,8-8,5
1220	44-54	70-78			

Указанные параметры определены для труб с пределом прочности 52 кгс/мм² и могут меняться не только от изменения качества металла труб, но и от других показателей. Об основных технико-экономических показателях

магистральных нефтепроводов можно судить по данным табл. 4.3

Таблица 4.3

Основные данные о стоимости нефтепроводов

Диаметр, мм	Капиталовложения в линейную часть длиной 1 км, тыс.руб.	Себестоимость перекачки 100 т нефти на 1 км длины, коп.	Диаметр мм	Капиталовложения в линейную часть длиной 1 км, тыс.руб.	Себестоимость перекачки 100 т нефти на 1 км длины, коп.
219	20,0	30,0	720	68,0	7,5
325	24,0	21,0	1020	120,0	6,4
426	32,0	15,0	1220	155,0	6,1
530	52,0	12,5	1420	190,0	5,8

4.5. Последовательная перекачка нефти и нефтепродуктов по трубопроводу

В ряде случаев, когда требуется транспортировать в одном направлении несколько сортов нефти или нефтепродуктов, а сооружать для каждого сорта самостоятельный трубопровод нецелесообразно, применяют метод последовательной перекачки, заключающийся в том, что по одному трубопроводу перекачивают последовательно несколько сортов нефти или нефтепродуктов с соблюдением условия их минимального смешения в трубопроводе. Трубопровод последовательной перекачки практически всегда загружен; при раздельной же перекачке отдельные трубопроводы могут простаивать, например, из-за нехватки данного сорта нефти или нефтепродуктов. Последовательная перекачка позволяет наиболее полно использовать трубопроводы и способствует разгрузке железнодорожного транспорта. При последовательной перекачке стремятся по возможности транспортировать однородные нефти и нефтепродукты с близкими физико-химическими

характеристиками во избежание излишнего смешения их в трубопроводе. Так, по одному трубопроводу целесообразно перекачивать светлые нефтепродукты - такие, как бензин, керосин, и менее желательно последовательно перекачивать светлые и темные нефтепродукты, например, бензин и мазут, что может привести к смешению и порче большого количества бензина и, следовательно, свести на нет экономичность всей системы. Перекачиваемые продукты поступают в трубопровод на головной станции из разных резервуаров и принимаются на конечном пункте отдельно друг от друга.

Наиболее широко распространена последовательная перекачка различных автобензинов, керосинов и дизельных топлив. На количество образующейся смеси наибольшее влияние оказывают плотность и вязкость перекачиваемых жидкостей, порядок следования их и режим течения.

Механизм смесобразования заключается в том, что в процессе движения жидкостный клин позади идущего продукта вдвигается в продукт, идущий впереди, и в результате конвективной диффузии и пульсации потока происходит перемешивание жидкостей в зоне контакта. При турбулентном потоке, когда происходит более равномерное распределение скорости по сечению трубы, смесобразование меньше, чем при ламинарном режиме, когда значительная неравномерность распределения скоростей вызывает увеличение зоны смесобразования. Количество смеси больше, когда сзади движется менее вязкая жидкость, и меньше при обратном порядке следования нефтепродуктов.

Объем смеси, образующейся в трубопроводе при последовательной перекачке нефти и нефтепродуктов при непосредственном «прямом» их контактировании, определяют по формуле (в соответствии с теорией турбулентной диффузии В.С. Яблонского и В.А.Юфина):

$$V_{см} = \frac{2V_{тр}}{Re^{0.5}} (Z_1 - Z_2); \quad (4.43)$$

где $V_{тр} = (\pi d^2/4) l$ - объем трубопровода; d - внутренний диаметр трубы; l - длина трубопровода; $Re = Wl/D_+$ - диффузионный параметр Пекле; w - средняя скорость

движения нефтепродукта; D_T - коэффициент турбулентной диффузии, вычисляемый по формуле

$$D_T = 28,7 \nu_{cp} (Re_{cp} \sqrt{\lambda})^{0,755}, \quad (4.43a)$$

где ν_{cp} - среднее значение коэффициента кинематической вязкости $\nu_{cp} = 0,25 (3\nu_{л} + \nu_{т})$; $\nu_{л}$ и $\nu_{т}$ - коэффициенты кинематической вязкости легкого и тяжелого нефтепродукта; λ - коэффициент гидравлического сопротивления; Z_1 и Z_2 - переменные, определяемые графически.

В связи со сложностью расчетов, в практике проектирования и эксплуатации пользуются готовыми таблицами и номограммами. Чтобы свести до минимума объем смеси, своевременно отсекают первый, впереди идущий продукт от следующего за ним продукта и направляют его в приемный резервуар. При этом допускается вместе с первым продуктом принимать в резервуар часть смеси, не снижающей качества основного продукта. Остальная часть смеси вместе со вторым толкающим продуктом направляется в другой резервуар.

При определении объема и последовательности партий нефтепродуктов, закачиваемых в нефтепродуктопровод, пользуются ориентировочными данными о допустимых концентрациях одного нефтепродукта в другом.

Пользуясь данными табл.4.4, диспетчер вместе с инженером по качеству составляют карту закачки на каждую последовательно перекачиваемую партию нефтепродукта, в которой указывается последовательность подключения резервуаров, качественная характеристика нефтепродуктов и скорость движения потока. Один из основных недостатков последовательной перекачки разнородных нефтей и нефтепродуктов по магистральному трубопроводу - образование смеси. Для уменьшения объема смеси в практике эксплуатации применяют мероприятия, которые могут быть разделены на две группы.

Таблица 4.4.

Товарный нефтепродукт	Массовая доля , %				коро- сина трак- торно- го
	бензин а А-66	топлив а ТС-1	дизельного топлива		
			Л (вспыш ка 65°С)	З (вспы шка 45°С)	
Этилирован- ный бензин А-66	-	3,0	0,5	1,0	1,0
Топливо ТС-1	0	-	1,0	5,0	0
Дизельное топливо: Л(вспышка 65°С)	0	1,0	-	0,5	0,5
З (вспышка 45°С)	0,5	6,0	55,0	-	10
Керосин тракторный	3,0	Любая	1,5	3,0	-

К первой группе относятся мероприятия, связанные в основном с режимом перекачки. Ко второй группе относятся различные разделители между двумя перекачиваемыми нефтепродуктами.

Последовательную перекачку нефтепродуктов следует осуществлять с максимальной скоростью, так как в этом случае достигается высокая степень турбулентности, при которой получают наименьшие размеры смеси. Кроме того, близкие по своим свойствам нефтепродукты рекомендуется объединять в крупные партии. В этом случае доля смеси в общем объеме перекачиваемых нефтепродуктов будет тем меньше, чем больше объем партии. Важное значение имеет строгое соблюдение цикличности перекачки, т.е. следование одной партии нефтепродуктов за другой через определенные промежутки времени. При этом надо следить за тем, чтобы соседние партии были бы по возможности близки по своим характеристикам. Снижение объема смеси в трубопроводной

системе достигается также сведением до минимума «мертвых» зон», к которым относятся различные отводы, распределительные гребенки, тройники, верхние части литых задвижек и др. Благодаря этому сводится до минимума смещение вперед идущего нефтепродукта, заполнившего «мертвую зону», с последующим нефтепродуктом. Всемерно избегают остановок насосов, так как это приводит к растеканию нефтепродуктов и интенсивному смесообразованию.

Положительное значение имеет применение быстросействующих задвижек, сокращающих время переключения резервуаров с разными нефтепродуктами, перекачиваемыми по трубопроводу последовательно, что значительно сокращает объем смеси. Наибольшее распространение имеет последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов с применением разделителей, при этом для их пуска и приема на станциях предусматриваются соответствующие устройства. Различают два вида разделителей - жидкостные и механические. Под жидкостным разделителем понимается жидкостная «пробка» из другой жидкости, закачиваемая между двумя последовательно перекачиваемыми жидкостями. Например, в качестве жидкостной «пробки» при последовательной перекачки бензина и дизельного топлива используют керосин или смесь перекачиваемых жидкостей. К механическим разделителям относятся различные механические устройства, запускаемые в полость трубопровода в зону контакта двух нефтепродуктов. Разделители, оказавшись в потоке жидкости, уменьшают конвективное их перемешивание и распространение смеси в потоке.

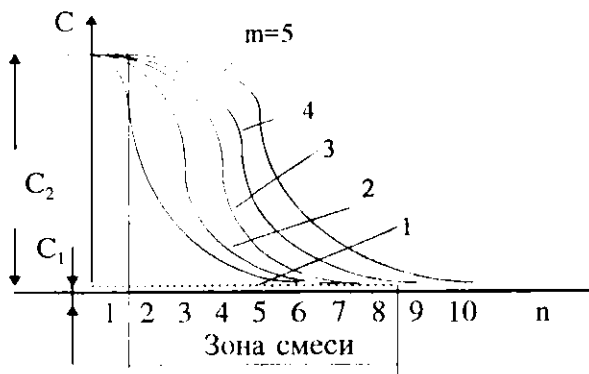


Рис. 4.11. График определения числа механических разделителей в зависимости от концентрации $c=f(mn)$

Наибольшее распространение имеют износостойкие шаровые разделители, представляющие собой резиновые толстостенные полые шары, заполняемые водой или антифризом. Необходимый контакт разделителя с внутренней поверхностью трубопровода обеспечивается благодаря упругим свойствам материала, из которого изготовлен разделитель, а также избыточным давлением и объемом рабочей жидкости в разделителе. Когда при последовательной перекачке нефти или нефтепродуктов применение одного механического разделителя оказывается недостаточным, возникает необходимость в запуске нескольких разделителей. Расчет оптимального числа разделителей производится в зависимости от того, в каком количестве допускается примесь одного нефтепродукта к другому. Для упрощения расчета определение оптимального числа разделителей n производят по специально составленному графику (рис.4.11) зависимости концентрации c от значений m и n ($c = f(m,n)$):

$$C_n = \frac{Z_n}{V} \cdot 1 - \left[1 + \sum_2^n \frac{m^{n-1}}{(n-1)!} \right] e^{-m}, \quad (4.44)$$

где C_n - массовая доля впереди идущего нефтепродукта за n -м разделителем; Z_n - количество впереди идущего нефтепродукта за n -м разделителем; V - объем трубопровода между соседними разделителями; m - расчетный параметр, учитывающий расстояние между разделителями, скорость движения разделителей ω_p^{cp} , а также протяженность l и пропускную способность трубопровода. Значение m определяют по формуле

$$m = \frac{V_{от}}{V} = \frac{q_{от} l}{V} = \frac{q_{от} l}{\omega_p^{cp} \pi r^2 l} = \frac{q_{от} l}{50 \omega_p^{cp} \pi r^2 l}, \quad (4.45)$$

где $V_{от}$ - объем нефтепродукта, отстающего от разделителя к моменту прохода трубопровода длиной l ; $q_{от}$ - расход отстающего нефтепродукта. По вычисленному параметру m при помощи графика функции $s=f(m, n)$ определяют оптимальное число механических разделителей. Для этого на уровне, соответствующем значению концентрации, в пределах которой смесь отсекается от стандартного нефтепродукта, проводят прямую параллельно оси n . Абсцисса точки пересечения этой прямой с кривой распределения концентрации будет соответствовать искомому числу разделителей. Полученное значение округляют до ближайшего большего целого числа n .

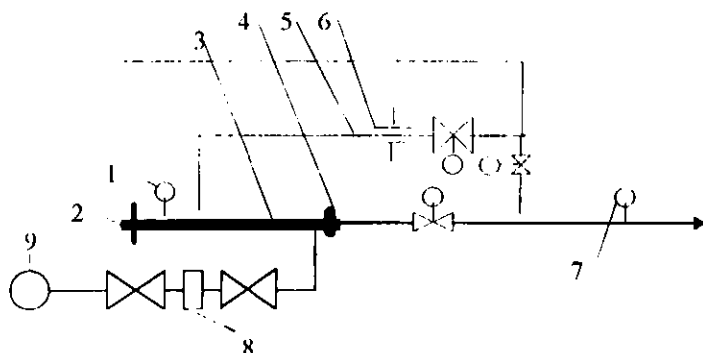


Рис.4.12. Схема устройства для запуска и приема разделителей

При найденном оптимальном числе механических разделителей n объем ожидаемой смеси подсчитывают по формуле

$$V_{\text{см}} = V(n-1) \quad (4.46)$$

Запуск нескольких эластичных шаров-разделителей осуществляется специальными устройствами. На рис 4.12. показана схема устройства для запуска и приема шаровых разделителей.

Партию шаров помещают в камеру 3, заканчивающуюся затвором 1 и имеющую сигнальное устройство 2. Для последовательного ввода шаровых разделителей в трубопровод в камере запуска установлен отсекающий механизм 4. На обводной линии 5 установлен сигнализатор 6 прохождения смеси и на основном трубопроводе линейный сигнализатор 7, фиксирующий прохождение разделителей. Жидкость из камер запуска и приема разделителей откачивают насосом 8 в резервуар 9.

Если последовательная перекачка ведется при непосредственном контакте жидкостей, следят, чтобы применяемая буферная партия вспомогательного нефтепродукта по характеристике была близка к основным нефтепродуктам. В этом случае важное значение имеет

своевременное переключение потока жидкости зоны смешения с одного резервуара на другой. За этой операцией наблюдает диспетчер, который, определив расчетом местонахождение «головной» и «хвостовой» частей каждого сорта нефти или нефтепродукта, дает указание о переключении потока жидкости с одного резервуара на другой. При этом длину участка, заполненного данным сортом нефти или нефтепродукта, можно определить по формуле

$$l = \frac{A_m - A_p}{\alpha}, \quad (4.47a)$$

где A_m - общий объем нефти или нефтепродукта данного сорта, закачанного в трубопровод; A_p - общий объем нефти или нефтепродукта, поступившего в резервуары промежуточных станций; α - объем трубопровода длиной 1 км

$$\alpha = 1000 \frac{\pi d^2}{4}; \quad (4.47a)$$

d - внутренний диаметр трубопровода, м.

Опыт последовательной перекачки нефти и нефтепродуктов по различным трубопроводам показал, что при безостановочной перекачке объем смеси в конечном пункте составляет не более 1 % от объема трубопровода и, следовательно, протяженность зоны смеси будет примерно равна $l_{см} \approx 0,01$ л. Правильное определение местонахождения зоны смеси и своевременное фиксирование ее при подходе к резервуарному парку для обеспечения необходимых переключений трубопроводных коммуникаций имеет важное значение в общем процессе последовательной перекачки.

Известны различные методы контроля последовательной перекачки, основанные на различии плотности, цвета, диэлектрических свойств и других качеств перекачиваемых нефтепродуктов и их смесей. Наиболее эффективен способ автоматического контроля концентрации смеси при последовательной перекачке нефтепродуктов, отличающихся скоростью распространения в них ультразвука. Для этой цели применяют специальную электронную

аппаратуру. При эксплуатации наиболее широкое применение получили приборы: нефтенсиметры конструкции ВНИИСПТнефть, предназначенные для контроля качества перекачиваемого нефтепродукта и определения мгновенных концентраций продуктов по изменению плотности в зоне смеси; гамма-плотномер конструкции ИПИ - ВНИИП, основанный на принципе поглощения текущей жидкостью гамма - излучения и интенсивности поглощения в зависимости от плотности жидкости; электронная аппаратура типа ЭКП-ТЗМ, автоматически регистрирующая концентрацию нефтепродуктов, которые отличаются скоростью распространения ультразвука. В связи с тем, что смесь нефтепродуктов, образовавшаяся в трубопроводе при последовательной перекачке, по своим качественным показателям не является товарным нефтепродуктом, важное значение имеет порядок отбраковки смеси, поступающей на конечный пункт трубопровода. Отбраковку смеси осуществляют двумя способами: вся смесь направляется в отдельный резервуар, специально предназначенный для этой цели, или смесь принимается частями - «головная» часть смеси направляется в резервуар с впереди идущим нефтепродуктом, а «хвостовая» часть - в резервуар с нефтепродуктом, идущим позади.

Существует графический метод определения моментов времени переключения резервуаров, заключающийся в следующем. На контрольном пункте, расположенном на расстоянии 10-15 км от головной станции, измеряют мгновенные концентрации смеси и на график (рис.4.13) наносят кривую зависимости $K = f(t)$; планиметром или по масштабу определяют объемы нефтепродуктов, поступающие в резервуары. Площадь ниже кривой соответствует объему нефтепродукта А в смеси, а площадь выше кривой - объему нефтепродукта Б.

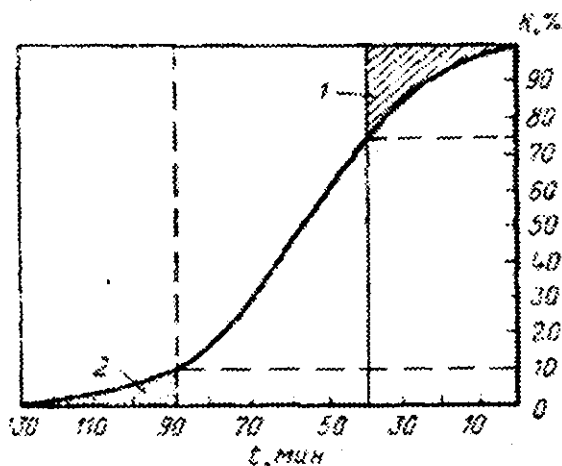


Рис.4.13. График зависимости концентрации нефтепродуктов в смеси от времени $K=f(t)$:

1- «головная» часть смеси, направляемая в резервуар с нефтепродуктом А; 2 - «хвостовая» часть смеси, направляемая в резервуар с нефтепродуктом Б»

В процессе последовательной перекачки периодически изменяется режим работы трубопровода при смене перекачиваемых нефтепродуктов с различной вязкостью, что может привести к кавитации насосов на одних станциях и к чрезмерным напорам на других. Для согласования работы насосных станций и обеспечения требуемого подпора у насосов, обеспечивающих устойчивость их работы, применяют различные методы регулирования режима работы насосов как при постоянной частоте их вращения, так и путем ее изменения. Регулирование при постоянной частоте вращения выполняется в основном в трубопроводе, а также путем перепуска части жидкости по обводной линии, уменьшением наружного диаметра рабочего колеса насоса и изменением схемы соединения насосов.

Дросселирование осуществляется путем прикрытия задвижки на напоре патрубке насоса, при этом изменение режима работы напорного трубопровода характеризуется графиком $Q-H$, приведенным на рис. 4.14

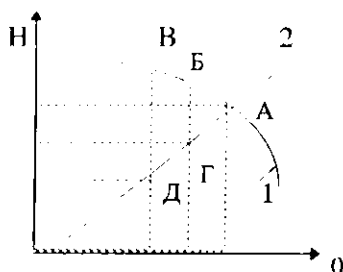


Рис.4.14 График изменения режима работы насоса дросселированием в напорном трубопроводе:
1 - характеристика насоса; 2- характеристика трубопровода.

Дросселированием можно регулировать работу насоса в широких пределах, при этом соответствующие напоры и расходы определяются точками Б и В, а режим работы трубопровода точками Г и Д. Величина напора, потерянному в задвижке, соответствует отрезкам БГ и ВД.

Перепуск части жидкости создается открытием задвижки на обводной линии, соединяющей напорный патрубок со всасывающим. В этом случае уменьшается сопротивление перед насосом и соответственно изменяется режим его работы.

Уменьшение наружного диаметра колеса насоса, осуществляемое обточкой в соответствии с универсальной характеристикой насоса, также позволяет регулировать режим работы трубопровода, однако при этом необходимо заменить рабочие колеса.

Изменение схемы работы насосов заключается в переключении работающих насосов с последовательного соединения на параллельное и наоборот.

Регулирование режима работы насосов путем изменения частоты вращения применяют в тех случаях, когда между насосами и электродвигателем установлена магнитная или гидравлическая муфта.

Наиболее экономичный и удобный в эксплуатации способ регулирования выбирают в каждом конкретном случае в зависимости от условий работы трубопровода.

Гидравлический расчет трубопровода для последовательной перекачки выполняют по наиболее вязкой нефти или нефтепродукту по обычным формулам, при этом число насосов на станциях подбирают по среднему суммарному объему перекачек всех последовательно перекачиваемых нефти или нефтепродуктов:

$$Q_{cp} = \frac{Q_A + Q_B + \dots + Q_1}{350}, \quad (4.48)$$

где $Q_A, Q_B, \dots, Q_1$ - годовые объемы перекачки нефти или нефтепродуктов.

Для определения действительной пропускной способности трубопровода при перекачке нефти или нефтепродуктов строят график гидравлических характеристик трубопровода и насосных станций.

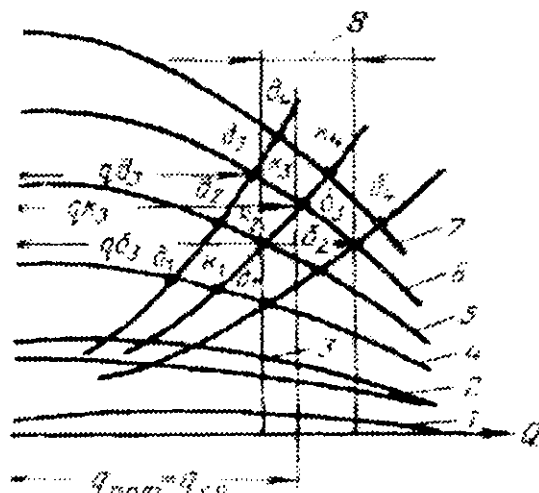


Рис.4.15. График совмещенной характеристики трубопровода и насосных станций при полевой перекачке:

1-характеристика подпорных насосов; 2- характеристика основных насосов головной станции; 3- характеристика головной насосной станции; 4- суммарная характеристика головной и первой промежуточной станции; 5- то же, головной и двух промежуточных станций; 6 - то же, головной и трех промежуточных станций; 7- то же, головной и четырех промежуточных станций; 8 - зона оптимальных условий работы насосов при максимальном к.п.д.

На графике, показанном на рис. 4.15, нанесены характеристики головной и промежуточных станций, а также гидравлические характеристики трубопровода при перекачке нефтепродуктов и зона оптимальных режимов насосных агрегатов ($q_{\text{опт}}=q_{\text{ср}}$). Как видно из графика, в зоне оптимального режима расположены рабочие точки d_3 , k_3 , b_3 , соответствующие работе головной станции и трех промежуточных. При работе головной и двух промежуточных станций точка d_2 существенно отклоняется от левой границы оптимальной зоны, а при работе головной и четырех промежуточных станций точка b_4 значительно выходит за границу этой зоны.

По действительным суточным объемам перекачек определяют искомые числа дней перекачек:

$$N_6 = \frac{q_6}{q_{63}}; N_{\kappa} = \frac{q_{\kappa}}{q_{\kappa 3}}; N_d = \frac{q_d}{q_{d3}}; \quad (4.49)$$

Нормальный режим работы магистрального трубопровода при последовательной перекачке обеспечивается при условии, если на головной и конечной станциях имеются приемные резервуары определенного объема, рассчитанные на прием смеси таким образом, чтобы концентрация одного нефтепродукта в другом не ухудшала качество основного нефтепродукта. Практически объем их тем меньше, чем чаще производится смена перекачиваемых нефтепродуктов, т.е. чем больше число циклов. Однако в этом случае увеличивается объем смеси, а следовательно, и возрастают убытки от смешения нефтепродуктов. Наиболее оптимальным числом циклов будет такое, при котором сумма убытков от пересортицы и эксплуатационных расходов по содержанию резервуаров будет минимальной.

Требуемый объем приемных резервуаров на конечном и начальном пунктах трубопровода определяют из следующих соображений.

Если нефтепродукт А перекачивается по трубопроводу в течение t_A , а нефтепродукт Б в это время поступает с завода и накапливается в резервуарах головной станции, то их объем составит:

$$V_6 = t_A q_6,$$

где t_A - время перекачки продукта А по трубопроводу;
 q_6 - суточное поступление нефтепродукта Б с завода на головную станцию.

Для нефтепродукта А соответственно объем резервуаров

$$V_A = t_6 q_A,$$

где t_6 - время, за которое запас нефтепродукта Б, равный объему V_6 , вместе с объемом нефтепродукта,

поступившего с завода за время перекачки, передается по трубопроводу; q_A - суточное поступление нефтепродукта А с завода на головную станцию.

Суммарный объем резервуаров для нефтепродуктов А и Б составит:

$$V_A + V_B = t_B q_A + t_A q_B$$

Так как

$$q_A = \frac{Q_A}{350}; q_B = \frac{Q_B}{350}; t_A = \frac{N_A}{I}; t_B = \frac{N_B}{I};$$

где Q_A и Q_B - годовые объемы перекачки;

$N_A + N_B = 350$ дней; I - число циклов в году, то

$$V_A + V_B = \frac{Q_A N_B + Q_B N_A}{350 I}$$

Соответственно, суммарный объем резервуаров на головном и конечном пунктах трубопровода

$$V = 2(V_A + V_B) = \frac{Q_A N_B + Q_B N_A}{175 I} \quad (4.50)$$

По технологическим нормам проектирования для предварительных расчетов рекомендуется принимать для нефтепроводов от 52 до 72 циклов в год, а для нефтепродуктопроводов от 24 до 35 циклов в год.

При технико-экономических расчетах по определению объема резервуара оптимальное число циклов определяют по формуле

$$I_{opt} = \sqrt{\frac{B \sigma \alpha}{U}}; \quad (4.51)$$

где $B = \frac{1}{175} (Q_A N_B + Q_B N_A)$; σ – стоимость 1 м³ объема

резервуара; α – отчисления на амортизацию и ремонт в долях единицы; U – убытки за один цикл от пересортицы.

Соответствующий оптимальный объем, необходимый для осуществления последовательной перекачки, рассчитывают по формуле

$$V_{\text{опт}} = \frac{B}{C_{\text{онм}}} = \sqrt{\frac{BU}{\sigma\alpha}}, \quad (4.52)$$

Суммарные расходы, связанные с последовательной перекачкой при оптимальном числе циклов, определяют по формуле

$$R_{\text{опт}} = 2\sqrt{UB\sigma\alpha}. \quad (4.53)$$

Превышение себестоимости последовательной перекачки нескольких нефтепродуктов по сравнению с перекачкой одного нефтепродукта составляет

$$S = \frac{R_{\text{онм}}}{QI}. \quad (4.54)$$

Практически увеличение стоимости перекачки, вызванное смещением и эксплуатацией дополнительной емкости, быстро окупается экономией, достигаемой за счет сооружения одного трубопровода вместо двух.

4.6. Перекачка вязких и застывающих нефтей и нефтепродуктов с подогревом

При перекачках нефти и нефтепродуктов по подземным трубопроводам происходит их постепенное остывание вследствие теплообмена между трубопроводом и окружающим грунтом. По мере продвижения по трубопроводу подогретая жидкость может остыть до температуры грунта, если ее дополнительно не подогревать. Поэтому большинство

высоковязких нефтей и нефтепродуктов перед перекачкой по магистральному трубопроводу предварительно подогревают в резервуарах с целью снижения их вязкости и во избежание закупорки трубопровода при их остывании по длине трубопровода. Подогрев этих продуктов при большой протяженности магистрального трубопровода осуществляется на головной станции и промежуточных подогревательных пунктах. При размещении подогревательных установок между перекачивающими насосными станциями теплопроизводительность и число их определяются, исходя из характера падения температуры по длине трубопровода и обеспечения полного расчетного напора соответствующим насосным оборудованием станции.

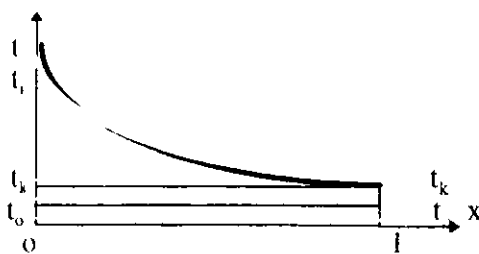


Рис.4.16. График изменения температуры нефтепродукта по длине трубопровода

На рис.4.16 показан график изменения температуры нефти по длине трубопровода. Из графика видно, что падение температуры на начальном участке трубопровода интенсивнее, чем на конечных участках. Объясняется это тем, что температура нефти на начальном участке более высокая и, следовательно, имеются большие тепловые потери по сравнению с тепловыми потерями на конечном участке, по которому движется нефть с более низкой температурой. Перекачка подогретых нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам условно называется «горячей» перекачкой, а трубопроводы в этом случае называют «горячими» трубопроводами.

На рис.4.16 показана принципиальная схема «горячего» магистрального трубопровода. Нефть с месторождения по трубопроводу 1 подается в резервуарный

парк головной перекачивающей станции 2, где в резервуарах, оборудованных подогревательными устройствами, поддерживается температура нефти. Из резервуаров нефть забирается подпорными насосами 3, прокачивается через паровые или огневые подогреватели 4, затем при помощи основных насосов 5 закачивается в магистраль. Поскольку по мере движения нефть остывает, ее подогревают на промежуточных тепловых станциях 6, расположенных по длине нефтепровода через каждые 25-100 км.

При больших расстояниях тепловые станции совмещаются с промежуточными перекачивающими станциями 7. После тепловых станций нефть поступает в резервуары 8 конечного пункта нефтепровода. При гидравлическом расчете «горячих» трубопроводов необходимо знать значение вязкости и плотности жидкости. С этой целью определяют изменение температуры подогретой жидкости по длине трубопровода, так как вязкость и плотность, зависящие от температуры, также будут меняться по длине. Поскольку каждому значению температуры нефти или нефтепродукта соответствует определенный гидравлический уклон, то полную потерю напора определяют по отдельным участкам, принимая для него среднее значения температур жидкости и грунта. Температуру нефти или нефтепродукта по длине трубопровода. При гидравлическом расчете «горячих» трубопроводов необходимо знать значение вязкости и плотности жидкости. С этой целью определяют изменение температуры подогретой жидкости по длине трубопровода, так как вязкость и плотность, зависящие от температуры, также будут меняться по длине. Поскольку каждому значению температуры нефти или нефтепродукта соответствует определенный гидравлический уклон, то полную потерю напора определяют по отдельным участкам, принимая для него среднее значения температур жидкости и грунта. Температуру нефти или нефтепродукта по длине трубопровода определяют по формуле В.Г. Шухова

$$t = t_0 + (t_n - t_0) e^{\frac{\pi R d}{\alpha \rho \cdot x}}, \quad (4.55)$$

где t - температура нефтепродукта на расстоянии x от начала трубопровода; t_0 - температура окружающей среды; t_n -

начальная температура нефти или нефтепродукта в начале трубопровода; k - полный коэффициент теплопередачи от нефти или нефтепродукта в окружающую среду; G - массовый расход нефти или нефтепродукта; C - массовая теплоемкость нефти или нефтепродукта; d - внутренний диаметр трубопровода.

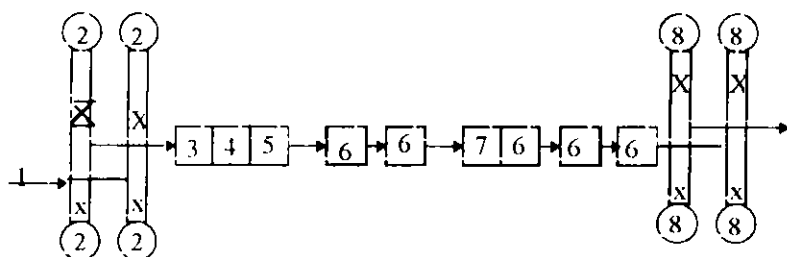


Рис.4.17. Принципиальная схема «горячего» магистрального трубопровода (нефтепровода)

При заданных значениях начальной t_n и конечной температуры t_k нефтепродукта определяют соответствующую длину участка трубопровода по преобразованной формуле относительно L :

$$L = \frac{QC\rho}{\pi k d} \ln \frac{t_n - t_o}{t_k - t_o}, \quad (4.56)$$

где Q - расход нефти или нефтепродукта; ρ - плотность нефти или нефтепродукта. Полный коэффициент теплопередачи k от перекачиваемой нефти или нефтепродукта в окружающую среду зависит от ряда факторов, в том числе от режима движения нефти или нефтепродукта, их физических свойств, от характера окружающей среды, от сопротивлений теплопереходу антикоррозионной и тепловой изоляции, отложений парафина и грязи и для практических целей определяется по формуле

$$\frac{1}{k} = \frac{1}{\alpha_1} + \sum_{i=1}^n \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_2}, \quad (4.57)$$

где α_1 - коэффициент теплоотдачи нефти или нефтепродукта к внутренней стенке отложений или трубы; α_2 - коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности трубопровода в окружающую среду; δ_i - толщина отложений парафина, стенки трубы, изоляции; λ_i - коэффициент теплопроводности отложений, металла, трубы, изоляции.

При расчете подземных неизолированных трубопроводов принимают следующие значения коэффициентов теплоотдачи:

$\alpha_1 = 80 - 350 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$; $\alpha_2 = 1,5 - 2 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$ и $k = 2,3 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$. Средняя температура нефтепродукта t определяется:

как среднелогарифмическая величина

$$t = t_o + \frac{t_n - t_k}{2,31g \frac{t_n - t_k}{t_k - t_o}} \text{ при } \frac{t_n - t_o}{t_k - t_o} \geq 2 \quad (4.58)$$

или как среднеарифметическая величина

$$t = 0,5(t_n + t_k) \text{ при } \frac{t_n - t_o}{t_k - t_o} < 2 \quad (4.59)$$

Для определения потерь на трение в «горячем» трубопроводе имеются несколько формул, однако из-за их сложности для упрощения расчета в практике проектирования эти потери определяют по формуле Дарси - Вейбаха, разбивая трассу на отдельные участки длиной по 5-10 км, при этом имеется в виду, что на каждом из участков может одновременно наблюдаться два режима движения жидкости - турбулентный в начале трубопровода при высоких температурах нефти или нефтепродукта и ламинарный в конце трубопровода. Расчет можно вести и для всего перегона между

станциями, если режим движения турбулентный. В любом случае учитывается, что в отличие от «холодных» нефтепроводов или нефтепродуктопроводов критическое число параметра Рейнольдса $Re_{кр}=1000-2000$.

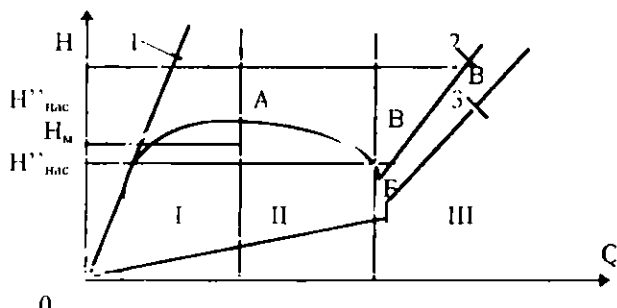


Рис.4.18. Характеристика «горячего трубопровода»

На рис.4.18. представлена характеристика $Q-H$ «горячего» трубопровода. Прямая 1 соответствует условной перекачке данной нефти по трубопроводу при постоянной по всей длине температуре, равной температуре окружающей среды t_0 ; кривая 3 соответствует случаю, когда нефть перекачивается по трубопроводу при постоянной температуре $t=t_n$. В действительности, температура нефти практически меняется от начальной температуры t_n до конечной $t_k \geq t_0$ и действительная кривая 2 располагается в зоне между характеристиками 1 и 3. При малых расходах нефть быстро охлаждается до температуры окружающей среды t_0 и на большей части длины нефтепровода вязкость практически остается постоянной ν_0 . С ростом расхода Q увеличиваются потери на трение, постепенно отклоняясь от кривой 1 вплоть до точки А. Затем дальнейшее увеличение Q приведет к уменьшению потерь на трение по той причине, что с увеличением расхода снижаются тепловые потери в окружающую среду, а следовательно, повышается средняя температура нефти и соответственно уменьшается вязкость. Начиная с точки Б, потери снова возрастают, так как дальнейшее повышение температуры практически не влияет на

вязкость. В этой области рост величины Q ведет к повышению потерь. На полученной кривой 2 «горячего» нефтепровода отсутствует резкий скачок перехода из турбулентного в ламинарный режим, какой имеется на кривой 3. Объясняется это тем, что если для изотермического трубопровода переход из одного режима в другой при увеличении расхода происходит сразу на всей длине трубопровода, то для неизотермического трубопровода каждому расходу соответствует своя длина турбулентного участка l_t , которая изменяется от 0 до l . Таким образом для «горячего» нефтепровода характерны три зоны. Зона I является не рабочей, так как расходы в ней очень малы. Зона II является неустойчивой зоной неизотермического трубопровода, так как при незначительном понижении температуры или расходы потери напора резко возрастают и могут превысить максимальный напор насосов ($H_n < H_m$), что может привести, в свою очередь, к «замораживанию» трубопровода, т.е. к образованию «пробок». Если максимальный напор насосов превышает максимальные потери на трение ($H_n > H_m$), то уменьшение величины Q в любой зоне опасности не представляет. Зона III является основной рабочей зоной работы трубопровода, где на кривой 2 располагается точка В пересечения характеристик насосной станции и нефтепровода, работающих обычно при турбулентном режиме.

Для выбора наиболее оптимальной температуры подогрева нефти производят технико-экономический расчет, в котором учитываются как затраты на подогрев, так и на перекачку, связанную с преодолением гидравлического сопротивления нефтепровода. Оптимальной начальной температурой перекачки является такая температура, при которой суммарные затраты на перекачку и подогрев минимальны. Это вытекает из условия, что повышение температуры подогрева снижает вязкость нефти, а это приводит к уменьшению затрат на механическую энергию, необходимую для перекачки. В то же время повышение температуры подогрева нефти связано с дополнительными затратами на подогрев. При выборе оптимальной температуры учитывается, что с повышением вязкости перекачиваемой нефти увеличивается диаметр трубопровода, а также необходимый напор, развиваемый насосной станцией. Для оценки всех факторов, влияющих на экономичность системы,

производят гидравлические и тепловые расчеты для нескольких диаметров трубопровода с определением необходимого числа насосных и тепловых станций, а также с выявлением капитальных и эксплуатационных расходов. Наиболее экономичный вариант подсчитывают по формуле (4.37) приведенных годовых расходов.

Поскольку такие расчеты являются достаточно сложными, в некоторых случаях в практике проектирования задаются начальной и конечной температурой, как взаимосвязанных параметров, исходя из реальных условий обеспечения эксплуатационной надежности работы трубопроводной системы. Обычно задаются начальной температурой подогреваемой нефти t_n , подаваемой в начале трубопровода, не выше 80-90°C по соображениям прочности трубопровода и сохранения качества нефти как сырья для нефтепереработки; при температурах выше 100°C происходит разложение нефти на фракции и закоксовывание труб теплообменных аппаратов, вследствие чего резко снижается их эффективность. Температуру нефти t_k , в конце участка трубопровода принимают на 3-5 °C выше температуры застывания нефти, а также из-за того, чтобы она при этой температуре не обладала слишком высокой вязкостью. Большинство подземных «горячих» нефтепроводов и нефтепродуктопроводов укладывают непосредственно в грунт, без специальной тепловой изоляции, так как грунт средней влажности обладает достаточно хорошими теплоизоляционными качествами. Глубину заложения принимают, исходя из объема земляных работ и уменьшения тепловых потерь. Однако к температурному режиму трубопроводов, транспортирующих высоковязкие нефти или нефтепродукты, предъявляются повышенные требования, поэтому их выполняют с теплоизоляцией. Эксплуатация «горячих» трубопроводов имеет свои особенности; основные из них заключаются в том, чтобы не допустить застывания нефти или нефтепродукта в трубопроводе при его остановках. Пуск трубопровода в работу после продолжительных остановок, когда грунт, окружающий трубопровод, остынет, является наиболее сложным и трудоемким процессом. Это относится также и к пуску вновь построенного «горячего» магистрального трубопровода. При эксплуатации пуск осуществляют путем предварительного

подогрева трубопровода и окружающего грунта маловязкой незастывающей жидкостью, либо перекачиваемой основной вязкой жидкостью. В первом случае на перекачивающих и тепловых станциях создается запас маловязкой и низкозастывающей жидкости, которая после ее подогрева до более высокой температуры или до температуры основной вязкой жидкости, которая после ее подогрева до более высокой температуры или до температуры основной вязкой жидкости закачивается в трубопровод. Благодаря этому происходит предварительный прогрев как трубопровода, так и окружающего его грунта, что облегчает последующую перекачку высоковязкой жидкости без больших потерь. Необходимый запас маловязкой жидкости для прогрева трубопровода определяют по формуле

$$V = Q\tau, \quad (4.60)$$

где Q - расход жидкости для подогрева; τ - время, необходимое для прогрева трубопровода.

По опыту эксплуатации для достижения необходимой пропускной способности «горячего» трубопровода требуется от четырех до шести дней непрерывной перекачки с максимальным допустимым давлением, которое может выдержать система. Чем меньше вязкость нефти или нефтепродукта, тем короче период выхода системы на стационарный режим. В некоторых случаях, например, при проведении ремонтных работ, необходимо знать время, на которое может быть остановлен трубопровод без опасности его «замораживания». Безопасным временем остановки «горячего» трубопровода без выталкивания высоковязкой нефти или нефтепродукта из трубы называется такое время, по истечении которого возобновление перекачки происходит без осложнений, т.е. потери на трение не превышают возможности насосной станции. В процессе остановки перекачки вязкая жидкость в трубе охлаждается, и потери на трение при возобновлении перекачки резко возрастают. Если потери на трение превысят максимальное значение, которое может развить насосная станция, то произойдет так называемое «замораживание» трубопровода. Ликвидация «замораживания» приводит к потерям значительного

количества нефти или нефтепродукта и большим непроизводительным денежным затратам. Для определения безопасного времени остановки пользуются приближенной формулой

$$\tau = 0,111 \frac{d_n^2}{\alpha} \left(\frac{4H}{d_n} \right)^{2(1-\beta_0)}, \quad (4.61)$$

где β_0 - безразмерная температура, характеризующая процесс охлаждения $\beta_0 = (t - t_0) / (t_{cr} - t_0)$; α - коэффициент температуропроводности грунта ($\alpha \approx 0,002 \text{ м}^2/\text{ч}$); H - глубина заложения трубопровода до оси, м; d_n - наружный диаметр трубопровода, м; t - текущая температура стенки трубы; t_{cr} - температура стенки на момент прекращения перекачки; t_0 - температура окружающей среды. Если до остановки трубопровода перскачка горячей нефти или нефтепродукта длилась достаточно долго, то в окружающий грунт проникает значительное количество тепла. При кратковременной остановке перекачки грунт не успевает остыть. Поэтому пуск после остановки будет значительно проще, чем первоначальный пуск трубопровода. В этом случае температура закачиваемой жидкости уменьшается медленнее, чем при закачке горячей жидкости в пустой трубопровод. Если вязкая нефть или нефтепродукт в период остановки перекачки сильно охладится, вытеснение их производят всеми имеющимися на трассе насосами, включая насосы на тепловых станциях. Если в этом случае напор, развиваемый насосами, оказывается меньше, чем потери на трение, то вытеснение нефти или нефтепродукта производят пезастывающими матовязкими жидкостями по участкам. Через 10-15 км по трассе трубопровода сооружают линейные колодцы, около которых устраиваются земляные амбары. В них выталкивают вязкую застывающую жидкость. Практически процесс вытеснения разбивается на две фазы: фаза вытеснения - движение от начала закачки толкающей жидкости до момента, когда «головная часть» клина достигнет конечного сечения трубопровода и фаза вымывания - удаление периферийного слоя вытесняемой жидкости. При вытеснении частицы жидкости, расположенные ближе к оси трубы, имеют

большую скорость по сравнению со скоростью у стенки, и в результате образуется клип вытесняющей жидкости.

Для ускорения освобождения трубопровода вытеснение проводят при максимальных давлениях, развиваемых насосной станцией.

В отличие от обычных для «горячих» нефтепроводов и нефтепродуктопроводов требуется более квалифицированный обслуживающий персонал, знающий специфику перекачки вязких или высокозастывающих нефтей с подогревом, особенность эксплуатации центробежных и поршневых насосов в этих условиях, а также знакомый с уходом за теплообменной аппаратурой и т.п. При эксплуатации за паровыми подогревателями необходим постоянный контроль. Регулярно проверяется температура пара на входе и конденсата на выходе, а также температура нефти или нефтепродукта на входе и выходе. Наличие их в конденсате указывает на выход из строя подогревателя. В этом случае его надо остановить, прекратив поступление нефти или нефтепродукта. После слива их остатков подогреватель продувают паром и отключают от паровой линии. Поскольку все печи пункта подогрева обязаны технологическими трубопроводами, которые подключают к змеевику каждой печи, последние испытывают на давление около 10 МПа (100 кгс/см²). Максимальное рабочее давление нефти или нефтепродукта на входе в змеевик не допускается выше 6,5 МПа (65 кгс/см²). При эксплуатации систематически наблюдают за процессом горения в печах. Периодически, не менее 2 раз в год, производят анализ дымовых газов.

Во время вытеснения застывшей нефти или нефтепродукта особенно тщательно наблюдают за состоянием труб и аппаратуры, а также за точностью показания приборов измерения давления и температуры, не допуская превышения этих параметров против расчетных. Если в процессе эксплуатации появилась необходимость увеличить пропускную способность «горячего» трубопровода, то это достигается обычным способом, т.е. путем увеличения числа перекачивающих станции или устройством дупингов или путем увеличения числа тепловых станций. Иногда заменяют имеющиеся подогревательные установки на более производительные или увеличивают их число, если установленные теплообменные аппараты не имеют запаса

тепловой мощности. Этот способ применяют для повышения начальной температуры нефти или нефтепродукта, когда это допустимо по эксплуатационным условиям т.е. если в системе имеется известный запас прочности при работе на более высоких температурах и при этом качество нефти или нефтепродукта не ухудшается. Повышение пропускной способности «горячего» трубопровода может быть достигнуто также за счет понижения вязкости перекачиваемой жидкости путем ее разбавления менее вязкой или устройством теплоизоляции. При проектировании надо учитывать прокладку трубопровода в грунтах с меньшим коэффициентом теплопроводности или более глубокую укладку трубопровода в грунт с целью понижения влияния внешней среды на температуру грунта, а тем самым и на трубопровод.

Все резервуары, в которых осуществляется подогрев или в которые поступает горячая нефть или нефтепродукт, снабжают тепловой изоляцией с целью снижения тепловых потерь; также изолируют и наземные «горячие» трубопроводы. Систематически проверяют состояние изоляции. Помещения перекачивающих и тепловых станций должны отвечать действующим правилам техники безопасности по уходу и техническому состоянию вентиляции, электроосвещения канализации и других устройств.

5. Хранение нефти и нефтепродуктов

Общие сведения о хранении нефти и нефтепродуктов

5.1. Классификация, зоны и объекты нефтебаз

Хранение нефти и нефтепродуктов осуществляется на нефтебазах и складах, которые по их назначению разделяются на две группы: к первой группе относятся нефтебазы, представляющие собой самостоятельные предприятия, (например, нефтебазы системы нефтеснабжения); ко второй группе нефтебаз относятся склады, входящие в состав промышленных, транспортных и других предприятий. Нефтебазы первой группы предназначены для хранения и снабжения нефтепродуктами цехов и других производственных участков данного предприятия или организации, хранилища заводов, фабрик, аэропортов, железнодорожных станций и т.п.)

Нефтебазы первой группы обычно находятся в ведении системы Главнефтеснаба; в ряде случаев такими базами располагают министерства путей сообщения, морского и речного флота и другие ведомства. Нефтебазы второй группы подчиняются непосредственно предприятиям, которые их обслуживают, и нефтепродукты, как правило, получают через перевалочные или распределительные нефтебазы первой группы. В зависимости от общего объема нефтебазы первой группы делятся на три категории независимо от характеристики нефтепродуктов и типа резервуаров: I категория - общим объемом более 50 000 м³; II категория - общим объемом 10 000 - 50 000 м³; III категория - общим объемом до 10 000 м³. Одновременно с этим для нефтебаз, размещаемых на промышленных предприятиях, норма хранения ограничена и зависит от характера нефтепродукта и типа хранилища. Суммарный объем в резервуарах и зданиях для хранения нефтепродуктов в таре на этих складах допускается в следующих количествах (м³):

	В подземных хранилищах	В наземных хранилищах
Для легковоспламеняющихся нефтепродуктов.....	4000	2000
Для горючих нефтепродуктов.....	20 000	10 000

При совместном и смешанном хранении в наземных и подземных резервуарах и на площадках хранения нефтепродуктов в таре общий приведенный объем склада не должен превышать указанное количество, при этом приведенный объем определяется из расчета, что 1 м³ легковоспламеняющихся нефтепродуктов приравнивается к 5 м³ горючих и 1 м³ объема наземного хранения приравнивается к 2 м³ объема подземного хранения. К легковоспламеняющимся относятся нефтепродукты с температурой вспышки паров ниже 45°С, а к горючим - нефтепродукты с температурой вспышки паров выше 45°С.

По принципу оперативной деятельности нефтебазы подразделяются на перевалочные и распределительные. К перевалочным относятся нефтебазы, предназначенные для

перезгрузки нефти и нефтепродуктов с одного вида транспорта на другой, являясь таким образом основными промежуточными звеньями между районами производства и района потребления нефти и нефтепродуктов. К таким нефтебазам относятся также нефтебазы экспортные перевалочные и др. Перевалочные нефтебазы - это преимущественно крупные нефтебазы I категории; они могут осуществлять перевалку нефтепродуктов как для обеспечения примыкающих к ним районов, так и для поставки в другие районы страны. Распределительные нефтебазы предназначаются для отпуски нефтепродуктов потребителям непосредственно с нефтебазы или путем централизованной поставки. Эти нефтебазы в основном снабжают нефтепродуктами сравнительно небольшие районы, однако они наиболее многочисленны и через них осуществляется непосредственное снабжение нефтепродуктами всего народного хозяйства.

Нефтебазы располагаются в морских и речных портах, на железнодорожных магистралях и на трассах магистральных нефтепродуктопроводов и в зависимости от этого называются, например, водными и железно-дорожными или водно-железнодорожными. Морские или речные перевалочные водные нефтебазы осуществляют прием нефти и нефтепродуктов, поступающих по воде крупными партиями, для последующего распределения и отправки железнодорожным или трубопроводным транспортом потребителям и распределительным нефтебазам и, наоборот, для получения нефтепродуктов с железной дороги или с магистральных трубопроводов для палива судов. Железнодорожные перевалочные нефтебазы и нативные станции, размещаемые на магистральных нефтепродуктопроводах, осуществляют соответственно прием нефтепродуктов с железной дороги или от трубопровод с последующей отгрузкой их распределительным нефтебазам и непосредственно потребителям железнодорожным и водным транспортом. Кроме указанных, имеются глубинные нефтебазы, которые сооружают для снабжения отдаленных районов при отсутствии железнодорожных, водных и трубопроводных коммуникаций.

Нефтебазы и склады при нефтеперерабатывающих заводах называют товарно-сырьевыми базами. Назначение

сырьевых парков - принимать сырую нефть с железнодорожного, водного и трубопроводного транспорта для хранения необходимого запаса нефти и подачи ее на завод для переработки. Товарные парки предназначаются для приема по трубопроводу готовых нефтепродуктов завода, хранения оперативного запаса и отправки всеми видами транспорта на перевалочные и распределительные нефтебазы.

Территорию нефтебазы (рис.5.1.) обычно разбивают на следующие зоны с примерным размещением в них зданий и сооружений: I - зона железнодорожных нефтегрузовых операций с размещением в ней железнодорожных сливно-наливных устройств, насосных, сливных резервуаров, тарных хранилищ погрузочно-разгрузочных площадок, лабораторий, помещений для сливщиков и наливщиков и других объектов, связанных со сливно-наливными операциями; II - зона водных нефтегрузовых операций с размещением в ней причалов, насосных и других объектов, связанных с операциями по сливу и наливу нефти и нефтепродуктов; III - зона хранения для размещения резервуаров, газосборников, теплообменников, насосных; IV- зона оперативная, в которой отпускают нефтепродукты мелкими партиями в автоцистерны, контейнеры и бочки; в нее входят разливочные, расфасовочные, насосные, тарные хранилища, площадки порожней тары, наливные колонки, погрузочные площадки, установки по затариванию, освещению и регенерации отработанных масел;

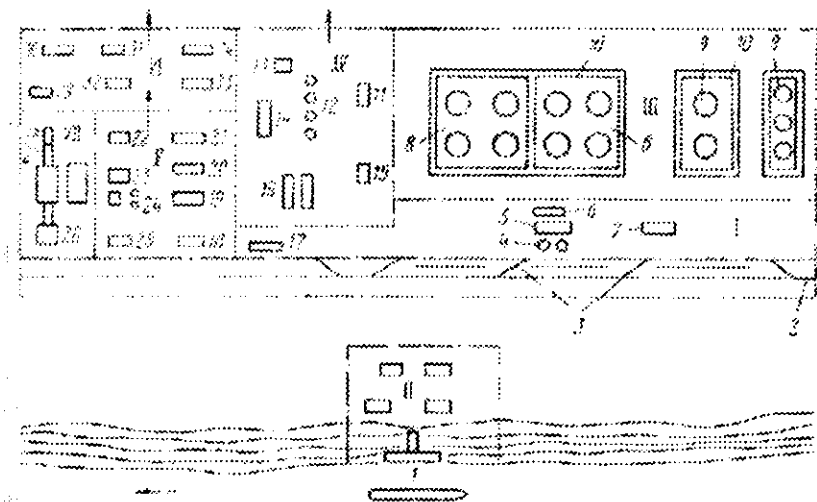


Рис.5.1. Схема разбивки генерального плана водно-железнодорожной нефтебазы:

1- причал; 2-железнодорожный путь для маршрутов; 3-сливно-наливные эстакады; 4-нулевые резервуары; 5-контора (насосная); 6-узел задвижек; 7,31-лаборатории; 8- резервуарные парки; 9-мерники; 10-обвалование; 11,15,16,18,19,25-склады; 12-автоколонки; 13-автовесы; 14-разливочная; 17-разгрузочная площадка; 20-котельная; 27-нефтеловушка; 28-песколовка; 29-административный корпус; 30-контора; 32-электростанции; 33-ВОХР; 34-пожарное депо.

V - зона вспомогательных сооружений, в которой размещают механические и сварочные мастерские, бошдарные, пропарочные установки, площадки для хранения клепки, электростанции, трансформаторные подстанции, котельные, кузницы, склады материалов и топлива, диспетчерские пункты, а также лаборатории и конторы грузовых операций, обслуживающие сливно-наливные причалы; VI- зона административно-хозяйственных зданий и сооружений для контор, проходных, гаражей и здания охраны; VII - зона очистных сооружений с комплексом сооружений для сбора и очистки производственных и ливневых вод (песко - и нефтеловушки, иловые площадки и др).

5.2. Размещение нефтебаз и проводимые на них операции

Нефтебазы размещают в зависимости от того, к какой группе и категории относится данная нефтебаза. Нефтебазы первой группы как самостоятельные предприятия размещают на специально отведенной территории в соответствии с генеральным планом застройки и реконструкции данного района и увязывают с железнодорожными, водными и береговыми устройствами. Нефтебазы, относящиеся ко второй группе, т.е. обслуживающие данное промышленное предприятие, размещают в непосредственной близости от предприятия или на его территории. При определении площади территории нефтебазы предусматриваются возможности ее расширения и другие условия, согласно нормам и техническим условиям проектирования. В табл. 4.1. приведены данные о примерной площади участка под нефтебазу в зависимости от ее объема.

При расположении нефтебаз на площадках, удаленных от населенных пунктов, промышленных предприятий или железнодорожного полотна организованного движения поездов на расстояние менее 200 м и имеющих более высокие отметки по сравнению с отметками территорий этих объектов, предусматриваются мероприятия по их защите от разлива жидкостей при аварии резервуаров. Как правило, нефтебазы размещают вне городской черты, соединяют с дорогами общего пользования, причем расположение их должно быть увязано железнодорожными, водными и береговыми устройствами.

Таблица 5.1.
Площадь участка f под нефтебазу

Объем нефтебазы, м	Площадь участка $f \cdot 10^4, \text{ м}^2$	Объем нефтебазы, м^3	Площадь участка $f \cdot 10^4, \text{ м}^2$
1500	1,5-2,0	20000	15,0-19,0
4000	3,0-4,0	25000	20,0-21,0
6000	4,0-6,0	30000	22,0-24,0
10000	8,0-10,0	40000	25,0-27,0
15000	10,0-12,0	50000	27,0-29,0

Нефтебазы, возводимые у берегов рек, как правило, размещают ниже пристаней, речных вокзалов, крупных рейдов и мест постоянной стоянки флота, гидроэлектростанций, гидротехнических сооружений, судостроительных и судоремонтных заводов и мостов на расстоянии от них не менее 100м, однако при расположении нефтебаз на расстоянии более 200 м от берега реки соблюдать это правило не обязательно. При невозможности расположения складов ниже по течению реки допускается размещать их выше по течению реки от указанных объектов на расстоянии: для нефтебаз I категории - 3000м, для нефтебаз II категории - 2000м, а для нефтебаз III категории - 1500 м от гидроэлектростанций, судостроительных и судоремонтных заводов и 1000 м от всех остальных объектов. Во всех случаях выбора площадок под новое строительство нефтебаз учитывают возможность обеспечения требуемых разрывов как между зданиями и сооружениями базы, так и между окружающими ее зданиями и сооружениями. Кроме того, стремятся, чтобы все подъездные пути, а также водоводы и линии подводящих электропередача были минимальной протяженности и имели бы наименьшие капитальные затраты и расходы на их обслуживание.

На нефтебазах выполняются различные технологические операции по хранению и перекачке нефти и нефтепродуктов. Характер и масштаб этих операций зависят от особенностей данной нефтебазы - от назначения, объема хранения и транспорта и от других требований, предъявляемых к ее производственной деятельности. В процессе эксплуатации нефтебаз выполняются как основные операции, связанные непосредственно с хранением и перекачкой нефти и нефтепродуктов, так и вспомогательные операции, способствующие нормальной эксплуатации. К основным технологическим операциям относятся: прием нефти и нефтепродуктов с железнодорожного и водного транспорта, а также из магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов хранение нефти и нефтепродуктов в резервуарах и тарных хранилищах; налив в железнодорожные цистерны и нефтеналивные суда; перекачка по трубопроводам на предприятия головной станции магистральных трубопроводов и на раздаточные станции; отпуск в автомобильный транспорт через наливные колонки и в таре;

ремонт и производство бочкотары. К вспомогательным операциям относятся: внутрискладские перекачки, осуществляемые при необходимости перемещения нефтепродукта из одного резервуара в другой на случай смены сорта или смешения, опорожнения при зачистке и ремонте или на случай пожара и т.д.; подогрев вязких нефтепродуктов в резервуарах, железнодорожных цистернах, а также подогрев трубопроводов, транспортирующих эти жидкости, во избежание их застывания в трубах; отстой нефтепродуктов и отвод отстойной подтоварной воды в канализационную систему; регенерация отработанных масел и их осветление; все операции, проводимые на подсобно-производственных объектах; опорожнение и очистка трубопроводов.

Все профилактические работы, проводимые на нефтебазах и станциях, направленные на повышение пожарной безопасности и соблюдение санитарных условий, относятся также к вспомогательным операциям, например, систематическая проверка пожарного инвентаря, оборудования, пеногасящих устройств, пожарных машин, вентиляционных систем и т.д. Вся эта работа проводится как в соответствии с общими инструкциями и правилами эксплуатации, так и с указаниями, относящимися к данной нефтебазе, учитывающими ее особенности.

5.3. Нормы технологического проектирования и технико-экономические показатели нефтебаз

При проектировании нефтебаз руководствуются «Нормами технологического проектирования и технико-экономическими показателями складов нефти и нефтепродуктов». В нормах приведены требования к проектированию резервуарных парков, внутрибазовых трубопроводов, железнодорожных сливно-наливных устройств, причалов для нефтеналивных судов, насосных станций для перекачки нефти и нефтепродуктов, к раздаточным и подогревательным устройствам, тарным хранилищам. В этих же Нормах приведены также требования к проектированию мероприятий по снижению потерь нефти и нефтепродуктов, механизации и автоматизации технологических процессов, к проектированию подсобных производств.

В технико-экономической части Норм даны показатели для различного типа и объема нефтебаз по грузообороту, капиталовложениям, расходу металла, площади застройки, эксплуатационным расходам, производительности труда и питанию. Этими показателями пользуются при оценке технико-экономической эффективности нефтебаз, запроектированных для данных конкретных условий. За основу сравнительных расчетов технико-экономических показателей принимается годовой грузооборот нефтепродуктов, который зависит от типа нефтебазы и назначения. В табл. 5.2. указаны принятые значения общего грузооборота нефтебаз по нормам технологического проектирования и соответствующие им технико-экономические показатели.

Таблица 5.2.

**Основные технико-экономические
показатели нефтебаз**

Тип нефтебазы	Годовой грузо- оборот, тыс.т.	Объем нефте- базы, тыс.м ³	Удель- ные метал- ловло- жения, кг/м ³	Капит- аловло- жения на 1 т грузо- оборо- та, руб	Эксплу- тацион- ные расходы в год на 1 т грузо- оборота, тыс.руб.
Железнодорожные, распределительные.....	25-500	2-40	44-25	34-9	4-1
Водные, распределительные.....	10-180	5-10	31-17	240-71	12-4
Водно-железнодорожные, пере- валочно-распределительные.....	300-550	40-75	21-20	114-118	1,8-1,7
Глубинные автомобильные, рас- пределительные.....	2-10	0,8-4	43-32	411-110	19-5

**Металловложения и капиталовложения в
дополнительные резервуары для сезонного хранения
нефтепродуктов**

Объем дополнительных резервуаров, м ³	Удельные металлоложе-ния, кг/м ³	Удельные капиталовложе-ния, руб/м ³
До 5000	25,5	20,0
Свыше 5000 до 10000	24,9	18,0
« 10000 « 15000	23,8	16,0
« 15000 « 25000	20,1	14,5
« 25000 « 100000	18,0	11,5

В нормах технологического проектирования приводятся промежуточные значения грузооборота и соответствующие им технико-экономические показатели по каждому типу нефтебаз. Кроме того, нормами предусматриваются дополнительные металлоложения и капиталовложения в резервуары, которые устанавливают на нефтебазах для сезонного хранения нефтепродуктов (табл.5.3.)

Как видно из приведенных таблиц, чем больше грузооборот и объем нефтебазы, тем меньше удельные расходы металла, а также меньше капиталовложения и эксплуатационные расходы, приходящиеся на 1 т грузооборота. Крупные нефтебазы всегда экономичнее и, кроме того, требуют относительно меньшего штата персонала; например, для нефтебазы железнодорожного типа при грузообороте 25 тыс.м³ требуется штат в 23 чел., а для нефтебазы с грузооборотом 500 тыс.м³ требуется всего 105 чел., т.е. при увеличении грузооборота в 20 раз штат увеличивается лишь в 5 раз. Поэтому при проектировании стремятся по возможности укрупнять нефтебазы.

6. Сливно-наливные и раздаточные устройства для нефти и нефтепродуктов

6.1. Устройства для слива и налива железнодорожных цистерн

В практике эксплуатации нефтебаз применяют различные системы слива и налива нефти и нефтепродуктов в железнодорожные цистерны, которые подразделяются на две основные группы. К первой группе относится принудительный способ слива - налива при помощи насосов. Ко второй группе относится самотечный слив - налив. Слив и налив при помощи насосов применяют, когда по условиям рельефа местности, расположения резервуаров и схемы коммуникации трубопроводов исключается применение самотечного слива - налива.

На рис. 6.1. приведены схемы слива - налива железнодорожных цистерн.

На рис.6.1. а показана схема, когда откачка и закачка нефтепродукта производится при помощи насоса. При этом способе закачку и откачку производят как через верхнюю горловину цистерны, так и через нижний сливной прибор. По этому признаку различаются верхний и нижний слив - налив. При верхнем сливе для создания разрежения во всасывающей линии при первоначальном ее заполнении из верхней точки сливной трубы откачивают воздух при помощи вакуум-насоса. К самотечному сливу относятся; самотечно-герметичный слив, самотечно-сифонный слив, открытый и закрытый самотечный слив.

На рис.6.1, б представлена схема самотечно-герметичного слива, осуществляемого через нижний сливной прибор и самотечно-сифонного слива, осуществляемого через горловину железнодорожной цистерны. В этом случае резервуар располагают на более низких отметках по отношению к железнодорожной цистерне и слив осуществляют за счет гидростатического напора, т.е. разности уровней жидкости в сливаемой и наливаемой емкостях. Эта схема трубопроводов от предыдущей отличается лишь отсутствием насоса.

Схема открытого самотечного слива (см.рис.6.1,в) отличается тем, что слив из железнодорожной цистерны

осуществляют через сливной прибор по переносным лоткам, откуда нефтепродукт поступает в желоб и далее по отводной трубе в сливной резервуар, из которого он перекачивается в основные резервуары нефтебазы. В связи с тем, что система эта является негерметичной и представляет известную пожарную опасность, ее применяют в основном для слива мазута.

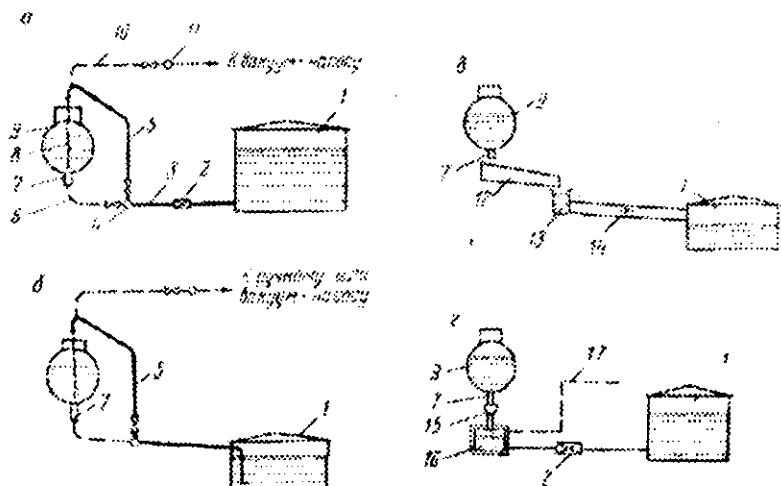


Рис.6.1. Схемы слива-налива железнодорожной цистерны:

а- при помощи насоса; б- самотечно-герметичный и самотечно-сифонный слив; в-самотечно-открытый слив; г-самотечно-закрытый слив; 1- резервуар; 2- насос; 3-отводная труба; 4-коллектор; 5- сливной стояк; 6-сливная труба; 7-сливной прибор; 8-гибкий шланг; 9-цистерна; 10-вакуумная труба; 11-вакуумный коллектор; 12-лоток; 13-открытый желоб; 14-отводной канал; 15-сливное устройство; 16-закрытый желоб; 17- газоотводная труба.

Закрытый самотечный слив (см.рис.6.1, г) производят также через нижний сливной прибор и герметичное устройство, присоединяемое к закрытому междельсовому желобу, из которого нефтепродукт откачивается насосом в резервуары нефтебазы.

Известны и другие способы слива, например, самотечный слив под давлением, когда для ускорения слива в цистерне создается повышенное давление путем подачи сжатого воздуха, пара или инертного газа, а также принудительный слив при помощи погружного насоса, опускаемого внутрь цистерны. Способ слива выбирают в зависимости от сорта сливаемого нефтепродукта и типа подаваемых железнодорожных цистерн. Для легкоиспаряющихся нефтепродуктов применяют герметичный принудительный и самотечно-сифонный слив при подаче железнодорожных цистерн, не оборудованных нижними сливными приборами, и самотечно-герметичный слив через нижние сливные приборы; в этом случае налив производится также через эти приборы. Для нефти и нефтепродуктов с температурой вспышки паров 120°C и ниже применяют закрытые сливно-наливные устройства в виде систем трубопроводов и герметичных каналов. Для нефтепродуктов с температурой выше 120°C и мазутов допускается применять открытые сливные устройства в виде сливных междельсовых или боковых желобов и лотков, перекрытых съёмными плитами из негорючих материалов.

Число подаваемых в сутки цистерн под слив или налив определяют для каждого сорта нефтепродукта, исходя из максимального месячного грузооборота в соответствии с графиком доставки - отгрузки нефтепродуктов на нефтебазу. При отсутствии такого графика расчет суточной подачи цистерн ведут по среднемесячному грузообороту с коэффициентом 1,5, учитывающим неравномерность подачи железнодорожных цистерн на нефтебазу в течение расчетного периода.

Число сливно-наливных устройств определяют из условия слива - налива суточной подачи цистерн с нефтепродуктов данного сорта, для которого требуется максимальное число цистерн.

$$n_{\text{ц}} = \frac{Q_{\text{max}}}{30G}, \quad (6.1.)$$

где $n_{\text{ц}}$ - расчетное число цистерн, подаваемых в сутки, шт; Q_{max} - максимальный месячный грузооборот, т; 30- число в месяц; G - грузоподъемность одной цистерны, т.

В том случае, когда суточное поступление цистерн превышает число, на которое рассчитаны наливные устройства, обработка их осуществляется в 2-3 подачи. На крупных нефтебазах сооружают по несколько эстакад, число которых определяют по формуле

$$n_{\text{э}} = \frac{n_{\text{ц}} T}{24} \quad (6.2.)$$

где $n_{\text{э}}$ - число эстакад; $n_{\text{ц}}$ - число маршрутов, прибывающих на нефтебазу в сутки; T - время пребывания железнодорожного маршрута на эстакаде с учетом времени на подачу и уборку.

Железнодорожные эстакады сооружают для нефти, светлых и темных нефтепродуктов и масел, конструктивно различающихся в связи с особенностями слива этих нефтепродуктов. По характеру проводимых операций эстакады бывают сливными, наливными или комбинированными, т.е. когда они предназначены как для слива, так и для налива нефти и нефтепродуктов.

На рис 6.2. показана комбинированная железнодорожная сливно-наливная эстакада, на которой осуществляется слив - налив нефтепродуктов нескольких сортов по самостоятельным сливно-наливными коллекторам, уложенным под эстакадой. В данном случае эстакада рассчитана на обработку цистерн, прибывающих без нижних сливных приборов, поэтому сливно-наливные операции осуществляются через горловины цистерн.

Длину железнодорожных эстакад в зависимости от числа подаваемых под слив - налив цистерн и их типа рассчитывают по формуле

$$L_{\Sigma} = n_{\Sigma} \sum_{i=1}^{i=n} \alpha_i l_i, \quad (6.3.)$$

где n_{Σ} - число цистерн в маршруте; α_i - число цистерн, входящих в маршрут; l_i - длина цистерн различных типов.

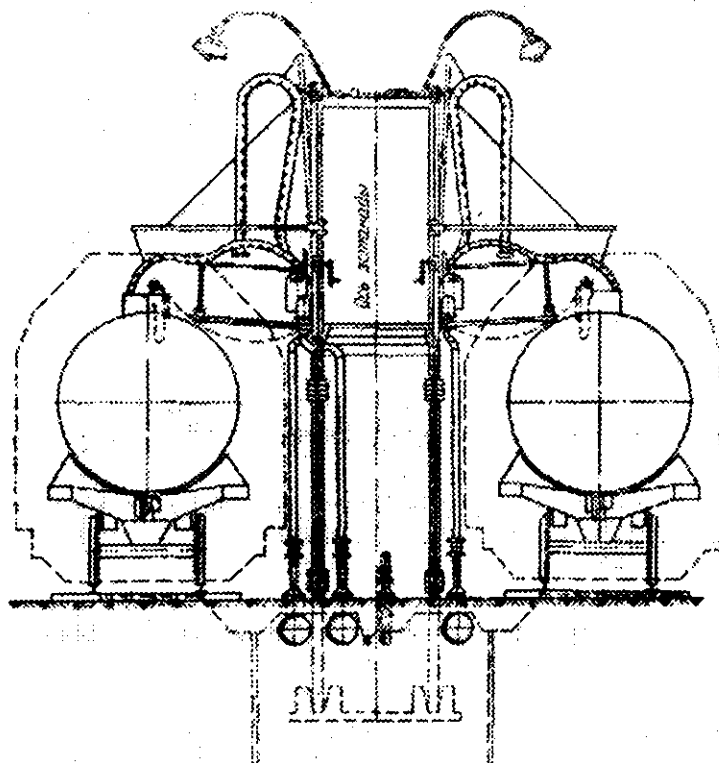


Рис.6.2. Сливно-наливная железнодорожная эстакада (комбинированная)

При маршрутных подачах с большим числом цистерн для их обработки сооружают двухсторонние эстакады, при этом длина их сокращается вдвое.

Для облегчения работы эстакад применяют устройства, обеспечивающие легкое управление наливными стояками, предотвращающими переливы нефти и нефтепродуктов в процессе налива и т.д.

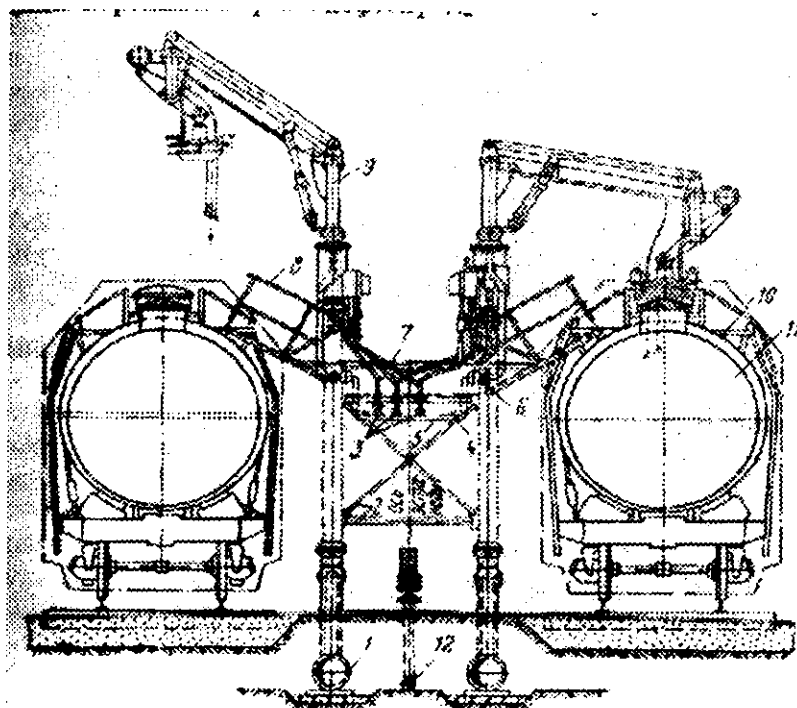


Рис.6.3. Наливная эстакада:

1 - основной коллектор; 2- элементы крепления стояков; 3- напорный, сливной и дренажный трубопроводы гидравлической системы; 4- трубопровод КИП и автоматики; 5- для отвода газовойдушной смеси; 7- верхняя площадка обслуживания; 8- переходной мостик; 9-автоматизированный стояк налива АСН-2 с пультом управления и трубопроводами подключений; 10 и 11 - железнодорожные цистерны; 12- коллектор для слива нефти или нефтепродуктов из неисправных цистерн.

На рис.6.3. показана механизированная наливная эстакада с установками АСН-2 для герметичного верхнего налива вагоно-цистерн нефтью и светлыми нефтепродуктами. Эстакада снабжена гидроприводными механизмами для поворота, подъема и опускания стояков, а также для установки герметизирующей крышки на люк цистерны во время заправки. Для автоматического герметичного налива в железнодорожные цистерны нефти и легкоиспаряющихся светлых нефтепродуктов применяют установки АСН-14, разработанные ВНИИКАНефтегаз. Одиночный пост установки (рис.6.4.) при диаметре стояка 150 мм обеспечивает производительность налива в 200-300 м³/ч, что дает возможность осуществить поочередный налив за 20-30 мин двух цистерн грузоподъемностью по 50, 60 и 120 т, находящихся на двух путях.

Система АСН-14, устанавливаемая в центре эстакады на опорной трубе, состоит из датчика налива с герметизирующей крышкой 2, наливного стояка 6, пульта управления 10 и клапана - отсекающего 11. Наливной стояк АСН-14 состоит из стальных труб, соединенных между собой герметичными шарнирами 3. Для перемещения стояка оборудован тремя гидравлическими приводами: подъёмным гидравлическим цилиндром 8, механизмом 4 изменения вылета стояка и механизмом 9 поворота стояка. Подъёмный гидравлический цилиндр оборудован запелкой, запирающей стояк в крайнем верхнем положении. Для автоматического выключения стояка после подъема и блокировки установлен концевой выключатель 7.

На выходе газовой линии 5 стояка расположен огневой предохранитель с обратным клапаном, пропускающим газовую смесь из цистерны только в газоуравнительную систему.

С целью дальнейшего усовершенствования наливных операций ВНИИКАНефтегаз разработал комплекс верхнего автоматизированного налива железнодорожных цистерн под названием «КВАНТ», обеспечивающий поочередной герметизированный налив железнодорожных цистерн, автоматически перемещаемых относительно наливных устройств при помощи лебедок.

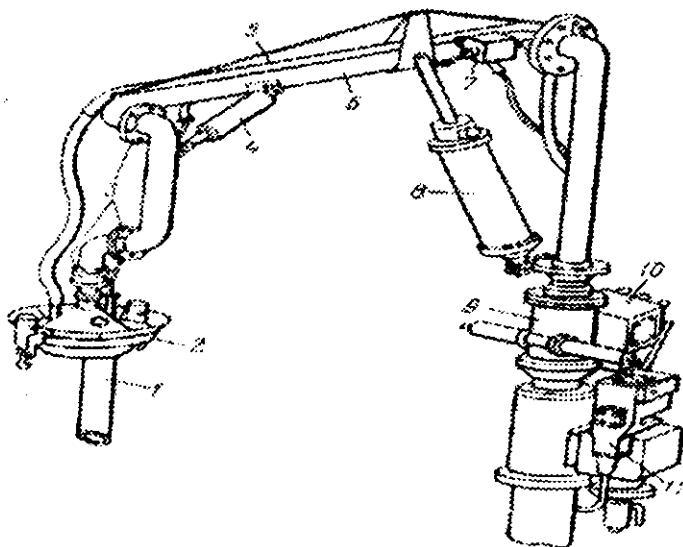


Рис. 6.4. Схема устройства одиночного поста автоматизированной системы налива железнодорожных цистерн АСН-14:

1 - наливная; 2- датчик налива с герметизирующей крышкой ДН-14; 3- шарниры; 4- механизм изменения вылета стояка; 5-газовая линия; 6- наливной стояк НС-14; 7- концевой выключатель; 8- подъемный гидравлический цилиндр; 9- механизм поворота стояка; 10- пульт управления ПУН-14; 11 - клапан - отсекающий КДП-14.

Комплекс «КВАНТ» состоит из блока управления, наливного и передвижного устройства. Маневренное устройство, предназначенное для передвижения маршрутов на станциях, состоит из тяговой лебедки мощностью 75 кВт, натяжной станции, блоков и буферной платформы, перемещаемой тяговой лебедкой при помощи стальных канатов. При передвижении буферная платформа автосцепкой входит в сцепление с концевой цистерной и передвигает маршрут. Максимальное расстояние по перемещению

маршрута 480-500м. Максимальное усилие на тяговом канате 20 т, что обеспечивает перемещение маршрута с 40 цистернами. Остановка очередных цистерн под наливными устройствами производится автоматически по сигналу фотоэлектрического датчика, действующего по принципу пересечения луча света котлом цистерны. Продолжительность цикла налива одной железнодорожной цистерны составляет 10 мин при производительности налива $650 \text{ м}^3/\text{ч}$, а маршрута, состоящего из 80 цистерн, - 200 мин.

При сливе - наливке смазочных масел с целью защиты от непогоды над эстакадами сооружают навесы. Для слива темных высоковязких нефтепродуктов (мазута) применяют эстакады, снабженные специальными лотками-желобами для нижнего слива. Объем желобов в некоторых случаях принимают равным объему маршрута цистерны, что обеспечивает слив темных нефтепродуктов в минимальные сроки. Желоба размещают между рельсами. Для слива нефти в этом случае применяют герметизирующие приборы типа СПГ-200 (рис.6.5.)

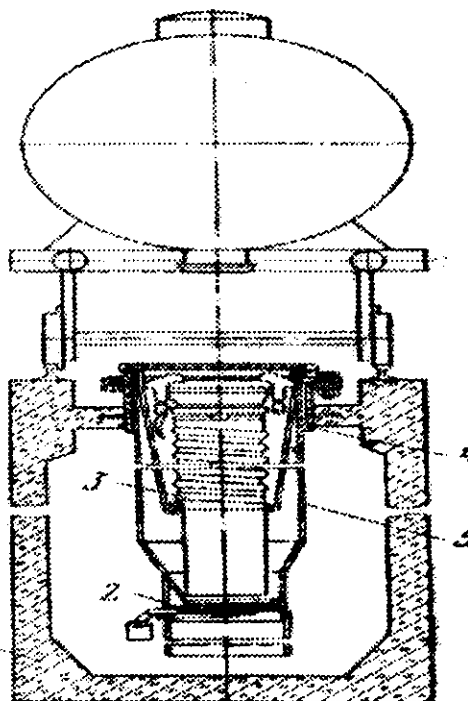


Рис.6.5. Сливной прибор СПГ-200:

1-герметизированный сливной желоб; 2-механический клапан; 3- гофрированный рукав с соединительной головкой; 4-закладная гильза; 5- обойма.

Наливные эстакады для темных нефтепродуктов выполняют аналогично сливным, но без сливных желобов. Налив в этих случаях осуществляется через верхние наливные устройства, обслуживаемые с эксплуатационной площадки.

Поскольку большинство действующих цистерн для светлых нефтепродуктов не имеют нижних сливных приборов, нефтепродукты приходится сливать через

горловины. Большая упругость паров легкоиспаряющихся нефтепродуктов, например бензина создает некоторые трудности при сифонном сливе их через верх горловины железнодорожных цистерн. В жаркое время года при достаточно высокой температуре бензина, достигающей 30-35°C, и нагретых коммуникаций сливных сифонных труб в практике наблюдаются срывы сифонов вследствие образования паровых пробок. При этом нарушается нормальная работа насосов и не обеспечивается выкачка всего продукта из цистерны. Поэтому наряду с усовершенствованием и модернизацией сливно-наливных устройств верхнего слива применяют усовершенствованные системы нижнего слива-налива, например, система АСН-15. Система состоит из группы постов автоматизированного нижнего слива - налива, расположенных друг от друга на расстоянии 12 м и образующих сливно-наливной фронт. Каждый пост слива - налива состоит из установки типа АСН-7Б, электроприводной задвижки ЭКЛПЭ-200-16, датчика нижнего уровня ДНУ-1, датчика налива ДН-7 и пульта управления ПУН-7. Основным элементом поста установки АСН-7Б (рис.5.6.) состоит из шарнирных элементов для перемещения труб в горизонтальной и вертикальной плоскостях. Установка свободно вращается и разворачивается во время работы, присоединительная головка легко стыкуется со сливным патрубком цистерны. Все посты слива - налива связаны технологическими линиями с насосной станцией и резервуарами, а электрическими линиями - с центральным пультом управления. С центрального пульта управляют оперативными задвижками, насосами, зачистной системой, светофором, принимают сигнализацию с фронта слива - налива и насосной. По окончании налива или слива задвижки закрываются автоматически.

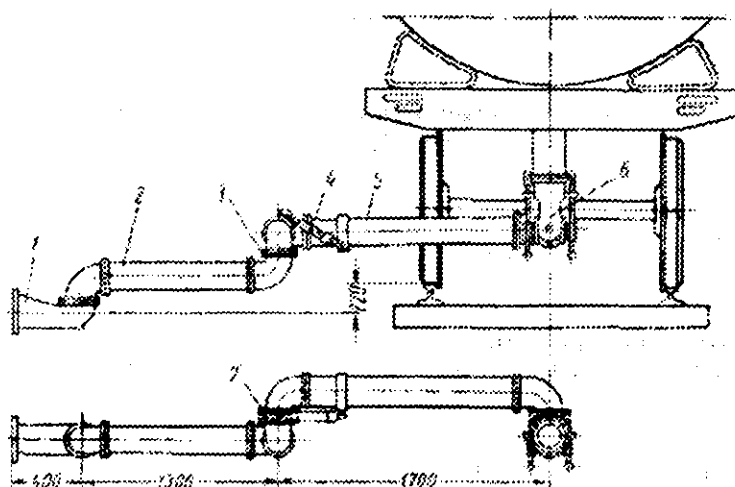


Рис.6.6. Схема установки АСН-7Б:

1 - основание; 2-труба коренная; 3-шарнир горизонтальный; 4-пружинное устройство; 5-труба концевая; 6-присоединительная головка; 7-шарнир вертикальный.

Остатки продукта сливаются централизованно по команде с диспетчерского пульта. При диаметре труб поста 200 мм обеспечивается подача нефтепродукта в количестве 200 м³/ч.

При сливе высоковязких нефтепродуктов применяют установки АСН-8Б, оборудованные пароподогревом. Они отличаются от установок АСН-7Б наличием цилиндрической паровой рубашки с необходимыми устройствами для подвода пара и отвода конденсата. Для одновременного слива - налива железнодорожных цистерн установки располагают вдоль эстакады, преимущественно через каждые 12м. В отдельных случаях допускается размещать их через 6 м при подаче

разнокалиберных цистерн для слива - налива их из любой точки сливно-наливного фронта - эстакады.

6.2. Техника безопасности при сливно-наливных операциях

Сливно-наливные операции на железнодорожных устройствах, причалах и раздаточных установках производятся с соблюдением действующих правил техники безопасности применительно к типу сооружения и характеру проводимых операций. Все коммуникации тщательно проверяют на производстве операций слива - налива; они должны находиться в исправном состоянии, не иметь неисправностей и не протекать, так как в противном случае работы приостанавливают. Шланги, трубопроводы и металлические части сливно - наливных устройств должны быть заземлены. Слив - налив во время грозы запрещается. Железнодорожные эстакады, причала и оперативные раздаточные площадки сооружают из негорючих материалов; они должны иметь твердое гладкое покрытие, обеспечивающее хороший отвод нефтепродуктов в канализационную систему в случае их пролива.

Сортировку железнодорожных цистерн, спенку и расценку необходимо производить вне пунктов слива и налива нефтепродуктов. Прием под налив железнодорожных цистерн разрешается только при наличии отметки технического осмотра.

Пришвартовка нефтеналивных судов производится в соответствии с действующими правилами вождения судов. Пришвартованное судно осматривается представителями транспорта, причального хозяйства и пожарной охраны для определения возможности слива или налива нефтепродуктов. Шланги, соединяющие судовой трубопровод с береговыми сливно-наливными устройствами, должны иметь длину, обеспечивающую возможность движения судна у причала. Подтоварная вода из судна должна перекачиваться в емкости нефтебазы; выкачивать ее в акваторию нефтехарактерных запрещается. При необходимости аварийного ремонта судна операции по сливу - наливу прекращаются и судно отводится от причала на безопасное расстояние. При нахождении в акватории нефтебаз в период погрузки - разгрузки

несамоходного нефтеналивного судна с нефтегрузом I класса (с температурой вспышки паров нефтепродукта +28°C и ниже) обязательно наличие дежурного самоходного судна, оборудованного противопожарными средствами. Дежурное судно должно стоять на якоре на расстоянии не менее 50 м от нефтеналивного судна.

Перед сливом и наливом нефтепродуктов проверяют правильность открытия всех переключающих вентилей, задвижек, а также исправность всех сливно-наливных устройств, плотность соединения шлангов и труб. Налив транспортных емкостей, а также тары на площадках раздаточных устройств следует производить без разбрызгивания и перелива; после налива тару и емкости необходимо плотно закрывать. При обнаружении течи в транспортных емкостях всех видов налив нефтепродуктов в них надо немедленно прекратить до полного устранения неисправности. Сливно-наливные устройства, трубопроводы и задвижки подвергают регулярному профилактическому осмотру и планово-предупредительному ремонту.

При сливно-наливных операциях обслуживающий персонал должен пользоваться инструментом, исключающим искрообразование при ударах, запрещается курить, пользоваться спичками, зажигалками, производить огневые и другие ремонтные работы. Работы по сливу - наливу должны выполнять только квалифицированные работники, прошедшие специальный инструктаж по технике безопасности и противопожарной профилактике. Сливно-наливные устройства обеспечиваются первичными и стационарными средствами пожаротушения в соответствии с установленными нормами.

7. Резервуарные парки для хранения нефти и нефтепродуктов

7.1. Классификация резервуаров для нефти и нефтепродуктов

Резервуарами называются стационарные или передвижные сосуды разнообразной формы и размеров, построенные из различных материалов. Резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов являются наиболее ответственными сооружениями на нефтебазах и станциях магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. В них хранятся в больших количествах ценные жидкости, сохранность которых зависит от типа резервуаров и их технического состояния.

Условия хранения нефти и нефтепродуктов существенно различаются друг от друга: по номенклатуре подразделяются на резервуары для хранения нефти, светлых и темных нефтепродуктов. По материалу, из которого сооружаются резервуары, они подразделяются на две основные группы - на металлические и неметаллические. Металлические резервуары сооружают преимущественно из стали и иногда из алюминия или в сочетании этих материалов. К неметаллическим резервуарам относятся в основном железобетонные и пластмассовые из различных синтетических материалов.

Кроме того, резервуары каждой группы различают по форме: они бывают вертикальными цилиндрическими, горизонтальными цилиндрическими, прямоугольными, каплевидными и других форм.

По схеме установки резервуары делятся на: у которых днище находится на уровне или выше наименьшей планировочной отметки прилегающей площадки; подземные, когда наивысший уровень жидкости в резервуаре находится ниже наименьшей планировочной отметки прилегающей площадки не менее чем на 0,2 м. К подземным резервуарам приравниваются также резервуары, имеющие обсыпку высотой не менее чем на 0,2 м выше допускаемого наивысшего максимального уровня жидкости в резервуаре и шириной не менее 3 м, считая от стенки резервуара до бровки обсыпки.

Резервуары сооружают различных объемов - от 5 до 120000 м³. Область применения резервуаров устанавливается в зависимости от физических свойств хранимой нефти или нефтепродуктов и от условий их взаимодействия с материалом, из которого сооружают хранилище. Для хранения светлых нефтепродуктов применяют преимущественно стальные резервуары, а также железобетонные с бензоустойчивым внутренним покрытием-листовой стальной облицовкой или неметаллическими изоляциями, стойкими к воздействию нефтепродуктов. Для нефти и темных нефтепродуктов рекомендуется применять в основном железобетонные резервуары. Хранение смазочных масел, как правило, осуществляется в стальных резервуарах. В подземных хранилищах, сооружаемых в горных выработках, также хранят нефть и нефтепродукты. По условиям пожарной безопасности подземные резервуары являются наиболее надежными, так как в случае аварии практически исключается растекание нефтепродуктов по окружающей территории, что существенно для наземных резервуаров.

При проектировании резервуарных парков, т.е. группы однотипных резервуаров, объединенных трубопроводными коммуникациями, как правило, применяют типовые проекты, причем для хранения легкоиспаряющихся жидкостей с температурой вспышки паров 28°C и ниже рекомендуются вертикальные резервуары с плавающими крышами или с понтонами; применяют также горизонтальные цилиндрические резервуары, конструкция и оборудование которых сокращают или не допускают потерь нефти и нефтепродуктов от испарения. Максимальный объем подземного резервуара не ограничивается, однако площадь его не должна превышать 7000 м².

Расстояния между стенками наземных вертикальных и горизонтальных резервуаров, располагаемых в одной группе, принимают равными: для резервуаров с плавающими крышами - 0,5 диаметра, но не более 20м; для резервуаров со стационарными крышами и понтонами - 0,65 диаметра, но не более 30 м; для резервуаров со стационарными крышами, но без понтонов - 0,75 диаметра, но не более 30 м при хранении легковоспламеняющихся жидкостей и 0,5 диаметра, но не более 20 м при хранении горючих жидкостей.

Расстояние между стенками подземных резервуаров одной группы принимается не менее 1 м. Расстояние между стенками ближайших наземных резервуаров, расположенных в соседних группах, принимают 40 м, а между стенками подземных резервуаров - 15 м.

Объем группы наземных резервуаров в одном обваловании не должен превышать 20 000 м³; объем группы подземных резервуаров не ограничивается при условии, что площадь зеркала группы резервуаров не превышает 14000 м².

Каждая группа наземных резервуаров ограждается земляным валом или стенкой, высота которых принимается на 0,2 м выше расчетного уровня разлившейся жидкости, но не менее 1 м при ширине земляного вала по верху 0,5 м. Объем, образуемый между откосами обвалования или ограждающими стенками, принимается равным для отдельно стоящих резервуаров полному объему резервуара, а для группы резервуаров - объему большего резервуара.

Выбор оптимальных, наиболее экономичных типов резервуаров производится с учетом комплекса технологических и конструктивных решений, создающих возможность уменьшения расхода стали в резервуарах, снижение трудоемкости и стоимости их изготовления, а также сокращение потерь нефтепродуктов от испарения и повышение общей надежности и экономичности хранилищ.

7.2. Стальные резервуары

Современные стальные резервуары в зависимости от формы и технологического назначения подразделяются на: вертикальные цилиндрические; каплевидные; горизонтальные. В свою очередь, вертикальные цилиндрические резервуары подразделяются на резервуары низкого давления, так называемые «атмосферные», резервуары с понтонами и резервуары с плавающими крышами. Резервуары «атмосферного» типа характеризуются тем, что внутреннее давление в газовом пространстве их близко к атмосферному и составляет 2000 Па (0,02 кгс/см²); к ним относятся резервуары с коническим и сферическим щитовым покрытием. Резервуары «атмосферного» типа применяют в основном для хранения нефтепродуктов с низкой упругостью паров, т.е. мало

испаряющихся, например: керосина, дизельного топлива и т.д. Однако в тех случаях, когда в этих резервуарах хранят легкоиспаряющиеся нефтепродукты, например, бензин с высокой упругостью паров, то их оборудуют специальными устройствами, например: газовой обвязкой, отражательной изоляцией и др.

Наиболее эффективно хранить легкоиспаряющиеся нефтепродукты в резервуарах специальных конструкций, т.е. с плавающими крышами и понтонами или в резервуарах высокого давления, т.е. в каплевидных с давлением до 0,07 МПа (0,7 кгс/см²).

Горизонтальные резервуары используют для хранения большинства видов нефтепродуктов и применяют преимущественно в качестве расходных хранилищ промышленных предприятий и в сельском хозяйстве.

8. Борьба с потерями, замер и учет нефти и нефтепродуктов

8.1. Классификация и причины потерь

Потери нефти и нефтепродуктов имеются как при транспорте, так и при хранении их.

Величина потерь иногда достигает больших размеров (2-5%), что наносит значительный ущерб народному хозяйству.

Особенно велики потери испарения легкоиспаряющихся нефтепродуктов (бензина), при этом наряду с потерей количества теряется и качество нефтепродуктов, так как в первую очередь испаряются наиболее ценные легкие фракции. В результате ухудшается физико-химическая характеристика топлива, например, увеличивается плотность жидкости, понижается октановое число и снижается величина упругости паров.

Потери нефти и нефтепродуктов возникают при различных сливно-наливных операциях, на эстакадах и в разливочных пунктах, при хранении в резервуарах, при отпуске нефтепродуктов потребителям, а также в результате утечек и аварий. По характеру потерь они подразделяются на эксплуатационные и аварийные потери.

Эксплуатационные потери, в свою очередь, делятся на количественные, качественно-количественные и качественные.

Количественные потери, это потери от утечек и разливов; утечки возникают в результате различных неплотностей в резервуарах, трубопроводах, насосах, арматуре и в другом оборудовании; разливы нефтепродуктов имеются главным образом при отпускных операциях в результате переполнения называемой тары, при неисправных сливно-наливных устройствах, при выпуске подтоварной воды, а также при переполнении резервуаров, хранилищ, нефтеналивных судов и различных емкостей.

К качественным относятся потери от смешения различных сортов нефтепродуктов, их обводнения или загрязнения механическими примесями. Основные причины этих потерь-неправильная подготовка и зачистка резервуаров из-под одного сорта нефтепродукта для приема другого сорта, перекачка нефтепродуктов разных сортов по одному трубопроводу без соответствующей его подготовки или в результате нарушения эксплуатационного режима последовательной перекачки. К этим же причинам относится изменение качества топлива за счет окисления в условиях хранения и транспортировки. Контакт с кислородом воздуха, металлами, проникновение света в хранилище, а также повышение температуры приводит к тому, что наиболее активная часть соединений вступает в реакцию окисления, обуславливающую образование смол и нерастворимых осадков. Повышение содержания смол, например, в бензинах приводит в двигателях к нежелательному отложению смолистых веществ в топливной системе, в карбюраторе и т.д.

К качественно-количественным относятся потери, при которых происходит количественная потеря с одновременным ухудшением качества остающегося продукта. Это получается главным образом при испарении нефтепродуктов. Чем выше испаряемость нефтепродуктов, тем больше потери от испарения и тем заметнее ухудшается их эксплуатационная характеристика. Например, при одинаковых условиях потери от испарения бензина в десятки раз больше потерь от испарения керосина. Потери зависят не только от качества нефтепродуктов, но и от способа их хранения. Так, потери из открытых резервуаров во много раз больше потерь из герметизированных. То же относится и к наземным резервуарам, в которых потери при хранении больше, чем в заглубленных резервуарах или в подземных хранилищах,

отличающихся более благоприятными температурными условиями. В наземных резервуарах, окрашенных в светлые лучеотражающие тона, потери меньше, чем в неокрашенных резервуарах или окрашенных в темные цвета.

Чем больше объем резервуара, тем меньше удельные потери, относящиеся к единице объема резервуара.

Процесс испарения в резервуарах, железнодорожных цистернах и автоцистернах имеет одинаковый характер, однако в транспортных емкостях потери всегда больше за счет более частого их сообщения с атмосферой при открывании люков в процессе слива и налива.

8.2. Потери от испарения при хранении

Испарением называется процесс превращения жидкости в пар, происходящий со свободной поверхности жидкости.

Потери от испарения происходят главным образом при хранении в резервуарах нефти и легкоиспаряющихся нефтепродуктов, представляющих собой сложные смеси весьма большого числа индивидуальных углеводородных компонентов.

В процессе испарения вначале испаряются наиболее легкие фракции, в результате чего жидкая фаза постепенно утяжеляется.

В нормальных условиях резервуар представляет собой герметизированный, закрытый сосуд процессы испарения в нем подчиняются законам испарения в закрытой емкости.

Если в закрытом сосуде над поверхностью жидкости имеется свободное пространство, то оно постепенно насыщается парами этой жидкости. Физически происходит так называемый процесс массового обмена между жидкой и паровой фазой, т.е. переход вещества из одной фазы в другую. При переходе вещества из жидкой в паровую фазу происходит испарение и, наоборот, при переходе из паровой фазы в жидкую происходит конденсация. Переход вещества в обеих фазах происходит путем молекулярной и конвективной диффузий. При молекулярной диффузии происходит проникновение молекул из жидкости в пар или из пара в жидкость. При конвективной диффузии происходит перенос движущихся частиц вещества за счет тепловых воздействий. В пределах каждой фазы, где происходит интенсивное

перемешивание, перенос вещества осуществляется главным образом за счет конвективной диффузии.

Между жидкой и паровой фазами существует пограничный слой, который характеризуется резким изменением концентрации распределяемого вещества. В области пограничного слоя перенос вещества осуществляется одновременно путем конвективной и молекулярной диффузий, причем по мере приближения к поверхности раздела фаз конвективные потоки уменьшаются и возрастает роль молекулярной диффузии. При установившемся процессе на границе раздела фаз наблюдается равновесие между концентрациями обеих фаз. Процесс испарения протекает во времени и поэтому равновесное состояние достигается не сразу, а постепенно.

Если испарение протекает в открытом сосуде, когда пары непрерывно и полностью отводятся от поверхности жидкости в окружающую атмосферу, то испарение совершается с постоянной и максимальной скоростью, и, наоборот, в закрытом сосуде процесс испарения с такой скоростью протекает только в начальный момент, а затем он постепенно замедляется, асимптотически приближаясь к нулю.

Скорость испарения - это количество жидкости, испаряющейся за единицу времени; она зависит от ряда факторов. Главным из них является упругость паров, фракционный состав и температурные изменения. Немаловажное значение имеет и площадь испарения, толщина слоя жидкости, величина коэффициента диффузии паров в воздух и другие факторы.

Упругость паров нефти и нефтепродуктов характеризует наличие в них легкокипящих фракций, потери которых возрастают с увеличением температуры. Упругость паров определяет парциальное давление их в образующейся паровоздушной смеси и, следовательно, концентрацию паров углеводородов в смеси с воздухом. На рис. 8.1. приведен график зависимости упругости паров бензина от температуры.

Фракционный состав нефтепродукта характеризует содержание отдельных фракций, обуславливающих температур начала его кипения. Температура начала кипения $t_{н.к.}$ - это температура, при которой давление насыщенного пара данной жидкости равно атмосферному; она позволяет

оценивать склонность топлива к испарению и, следовательно, к образованию потерь.

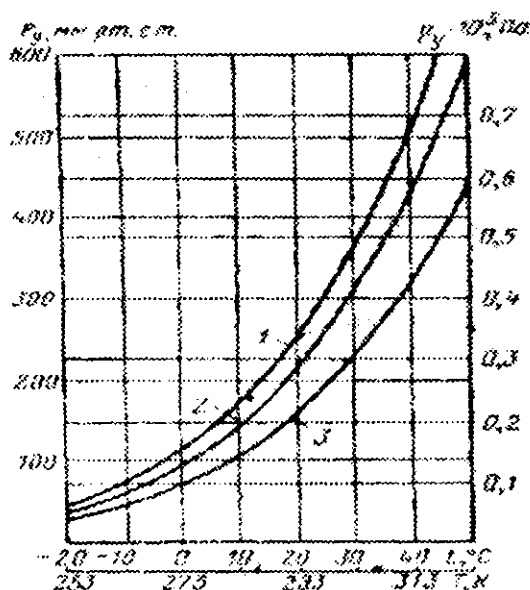


Рис.8.1. График зависимости упругости паров бензина от температуры:

- 1- бензин автомобильный; 2-бензин базовый;
3- бензин авиационный.

При хранении легкоиспаряющихся жидкостей в резервуарах различают два основных вида потерь - это потери от так называемых «малых дыханий» и «больших дыханий». Кроме того, имеются потери от «обратного выдоха», и от вентиляции газового пространства резервуаров.

Потерями от «малых дыханий» называют потери при неподвижном хранении, возникающие в результате суточных изменений температуры. В дневное время в результате нагрева резервуара и верхнего слоя нефтепродукта увеличиваются

количество паров и давление в герметичном резервуаре. Когда давление в резервуаре превысит расчетное давление дыхательных клапанов, происходит выпуск через них избытка паров в атмосферу.

В ночное, более холодное, время происходит обратный процесс: с понижением температуры наружного воздуха, а соответственно и резервуара происходит частичная конденсация паров, в результате чего давление в газовом пространстве падает, образуется вакуум и при вакууме ниже расчетного входит наружный воздух. Потери от «малых дыханий» еще называют потерями от термического расширения газовой смеси. Аналогичное явление происходит и при изменении барометрического давления воздуха.

Потери от «малых дыханий» в результате температурных изменений газового пространства определяют:

1) при известных значениях концентрации C бензиновых паров по формуле

$$G_{mo} = \left[\frac{(1 - C_1)p_1}{T_1} - \frac{(1 - C_2)p_2}{T_2} \right] \frac{C}{1 - C} * \frac{M_6}{R}, \quad (8.1.)$$

2) при известных значениях давления насыщенных паров, так как $C = \frac{P_y}{\rho}$, по формуле

$$G_{mo} = V \left[\frac{(\rho_1 - \rho_{y1})}{T_1} - \frac{(\rho_2 - \rho_{y2})}{T_2} \right] \frac{\rho_y}{\rho - \rho_y} * \frac{M_6}{R}, \quad (8.2)$$

Здесь V - объем газового пространства резервуаров; $C_1 = \rho_{y1}/\rho_1$ и $C_2 = \rho_{y2}/\rho_2$ - концентрации паров нефтепродукта в смеси при температуре T_1 и T_2 ; ρ_1 и ρ_2 - давление в газовом пространстве резервуара, соответствующее давлению в дыхательном клапане $\rho_1 = \rho_a - \rho_{кв}$ и $\rho_2 = \rho_a + \rho_{кл}$; ρ_a - атмосферное давление; $\rho_{кв}$ - давление вакуума; $\rho_{кл}$ - давление избыточное; ρ_{y1} и ρ_{y2} - упругость паров нефтепродукта при температуре T_1 и T_2 ; M_6 - молекулярная масса бензиновых паров ($M_6 = 60 + 0,3t_{нк} + 0,001t_{нк}^2$ или $M_6 = 22,4p$); $t_{нк}$ - температура начала кипения бензина; $\bar{R}$ - универсальная газовая постоянная ($\bar{R} = RM_6$); T_1 и T_2 - минимальная и

максимальная температуры газового пространства в течение суток.

Потери от «малых дыханий» при ориентировочных расчетах с 1м³ газового пространства «атмосферных» резервуаров при изменении температуры газа на 1°С принимают равными

$$G_{м.о} \approx \frac{C}{90} \text{ кг} / (\text{м}^3 \cdot ^\circ \text{С}),$$

а при изменении барометрического давления на 1 Па

$$G_{м.л}^p = 0,44 \text{С кг} / (\text{м}^3 \cdot \text{Па})$$

Потери от «малых дыханий» в результате колебаний атмосферного давления в связи с малыми значениями обычно в практических расчетах не учитываются. При ориентировочных расчетах потерь от «малых дыханий» также пользуются эмпирической формулой

$$G_{м.л} = 1,37 \text{ р}_y D^{1,8} k_{\text{н}} k_o \text{ р} 10^5, \quad (8.3.)$$

где $G_{м.л}$ - годовые потери, т/год р_y - давление насыщенных паров при среднегодовой температуре воздуха, Па; D - диаметр резервуара, м; $k_{\text{н}}$ - коэффициент, учитывающий высоту газового пространства [$k_{\text{н}} = 0,175 (0,328 \text{Н}_y + 5)^{0,57} - 0,1$]; k_o - коэффициент, учитывающий влияние окраски резервуара. Формула (8.3.) получена для условий, когда среднесуточное колебание температуры воздуха в течение года $\Delta_t = 9^\circ \text{С}$. При других значениях Δ_t потери пропорционально увеличиваются или уменьшаются.

Потерями от «больших дыханий» называются такие потери, которые происходят при наполнении резервуара, из которого вытесняется паровоздушная смесь. При поступлении в резервуар нефти или нефтепродукта паровоздушная смесь сжимается до давления, соответствующего давлению дыхательных клапанов, затем при повышении этого давления вытесняется наружу - происходит «выдох». Эти потери называют также потерями от вытеснения паров наливаемой жидкостью.

Потери от «больших дыханий» за одно дыхание из «атмосферных» резервуаров определяют:

1) из резервуаров, в которых давление в газовом пространстве резервуара в начале и в конце закачки принято равным атмосферному ($p_1 \approx p_2 \approx p$),

$$G_{6.0} = V_6 C \cdot \frac{\rho_y}{T} * \frac{M_6}{R} \text{ или } G_{6.0} \approx V_6 C \rho; \quad (8.4)$$

2) из резервуаров, рассчитанных на избыточное давление,

$$G_{6.0} = \left[V_6 - V_1 \left(\frac{p_2 - p_1}{p_2 - p_y} \right) \right] \frac{\rho_y}{T} * \frac{M_6}{R}; \quad (8.5)$$

где V_6 - объем заканчанного в резервуар нефтепродукта; C - средняя объемная концентрация паров нефтепродукта в смеси; ρ - плотность паров нефтепродуктов

$\rho = \frac{\rho_y}{T} * \frac{M_6}{R}$; V_1 - первоначальный объем газового пространства; p_1 и p_2 - начальное и конечное давления газового пространства резервуаров.

При ориентировочных расчетах потерь от «больших дыханий» пользуются эмпирической формулой.

$$G_{6.л} \approx 430 V p_y k_r \rho, \quad (8.6)$$

где $G_{6.л}$ - годовые потери, т/год; V - годовой объем реализации нефтепродукта, м³/год; ρ - плотность нефтепродукта, т/м³; p_y - давление насыщенных паров при среднегодовой температуре воздуха, Па; k_r - коэффициент, зависящий от оборачиваемости n резервуаров ($k_r=1$ при $n=1-40$; $k_r=0,8$ при $n=40-60$; $k_r=0,5$ при $n=60-100$).

Потерями от «обратного выдоха» называются потери от насыщения газового пространства «атмосферных» резервуаров.

В процессе откачки в резервуар входит воздух, который, насыщаясь, увеличивает объем паровоздушной смеси;

избыток смеси выходит наружу, т.е. происходит дополнительный «обратный выдох». Потери от «обратного выдоха» определяют по формуле

$$G_{\text{об.в.}} = V \left(\frac{p_1 - p_{y.k.}}{T_1} - \frac{p_2 - p_{y.б.}}{T_2} \right) \frac{p_y}{p - p_y} * \frac{M_6}{R}, \quad (8.7)$$

где $p_{y.k.}$ - парциальное давление паров в конце выкачки; $p_{y.б.}$ - парциальное давление насыщенных паров бензина.

Практически потери от «обратного выдоха» небольшие и составляют 7-12 % от «больших дыханий». В среднем при расчетах их принимают равными 10 % от объема потерь при «больших дыханиях».

Потерями от вентиляции называются потери, возникающие в результате недостаточной герметичности резервуаров; эти потери делятся на потери от выдувания и от газового сифона.

Потери от выдувания происходит в резервуарах с негерметичными крышами, через неплотности которых происходит выдувание паров ветром.

Наружный воздух, входя в резервуар через отверстие с наветренной стороны, выходит через другое отверстие с подветренной стороны и уносит с собой пары, т.е. происходит как бы продувка паровоздушного пространства чистым воздухом.

Потери от газового сифона происходят в тех случаях, когда один конец трубы соединен с газовым пространством, а другой конец опущен до нижней части резервуара и сообщен с атмосферой, в результате чего паровоздушная смесь выходит из резервуара наружу. Такой газовый сифон может создаваться, например, в пеноподняющей трубе, не имеющей герметизирующей мембраны или при нарушении ее плотности.

Газовый сифон также образуется в случаях, когда отверстия в крыше резервуара расположены на разных уровнях. В этом случае пары нефтепродуктов, как более тяжелые, выходят наружу через нижнее отверстие, а воздух входит в резервуар через верхнее. Таким образом создается естественная циркуляция воздуха и паров.

Потери от вентиляции при наличии газового сифона определяют по формуле

$$G_a = Q C \rho_n, \quad (8.8)$$

где Q - секундный расход при газовом сифоне

$$Q = \mu f \sqrt{2gh \frac{\rho_{см} - \rho_a}{\rho_{см}}},$$

C - концентрация паров нефтепродукта в паровоздушном пространстве; ρ - плотность паров нефтепродукта; μ - коэффициент расхода паров при истечении через отверстие; f - площадь отверстия; h - расстояние между отверстиями по высоте; $\rho_{см}$ - плотность паровоздушной смеси в резервуаре; ρ_a - плотность воздуха.

Для выполнения расчетов по определению потерь всех видов необходимо располагать данными о температурном режиме резервуаров, включая температуры газового пространства и поверхностного слоя нефтепродукта, изменяющиеся в зависимости от воздействия наружного воздуха и солнечной радиации.

Эти температуры определяют теоретически при сравнительных расчетах эффективности и при исследованиях. Поскольку эти расчеты достаточно сложны, на практике отдают предпочтение определению температур путем непосредственных измерений.

Определение фактических потерь нефтепродуктов резервуарах производится также путем непосредственных замеров. Количество выходящей из резервуара паровоздушной смеси замеряют газовыми счетчиками, объемную концентрацию - газоанализаторами. В некоторых случаях величину потерь определяют по изменению показателей качества нефтепродуктов в процессе хранения, т.е. изменения фракционного состава, упругости паров, плотности и т.д. Однако широкого применения этот способ не получил вследствие недостаточной его точности.

Замерами в типовом наземном стальном резервуаре с бензином объемом 5000 м³ в летнее время в средней зоне

были установлены, например, следующие потери: от «малого дыхания» - 100 кг/сут; от «большого дыхания» - 1 кг/м³.

Расчетные суммарные годовые потери (т/год) от испарения бензина в резервуаре объемом 5000 м³ в зависимости от оборачиваемости и климатической зоны расположения характеризуются следующими данными (табл.8.1).

Потери при наливке железнодорожных цистерн в среднем составляют в летнее время около 0,4 кг/м³ на наливаемый бензин, что равно около 20 кг на одну цистерну объемом 50 м³.

Таблица 8.1.

Годовые потери бензина от испарения (в т/год) в зависимости от оборачиваемости

Зона	Оборачиваемость резервуара в год	Объем резервуара, м ³		Зона	Оборачиваемость резервуара в год	Объем резервуара, м ³	
		1000	5000			1000	5000
Южная	12	12	50	Северная	12	7	28
	48	30	125		48	20	80
	96	60	230		96	36	150

9. Технологические трубопроводы нефтебаз.

Гидравлические расчеты трубопроводных коммуникаций

9.1. Технологические трубопроводы нефтебаз

Трубопроводы на нефтебазах подразделяются на технологические и вспомогательные. Технологическими называются такие трубопроводы, по которым перекачиваются нефть и нефтепродукты. При помощи технологических трубопроводов осуществляются операции по закачке нефти и нефтепродуктов в транспортные емкости, в резервуары -

хранилища нефтебаз, подача на раздаточные устройства, а также внутрипарковые перекачки. Вспомогательные трубопроводы используют для транспорта воды, пара, воздуха и т.д.

Технологические трубопроводы подразделяются на следующие основные категории:

по назначению - на нефтепроводы и нефтепродуктопроводы низкого давления - до 0,6 МПа; среднего давления - 1,6 МПа;

по гидравлической схеме работы - на простые трубопроводы, не имеющие ответвлений, и сложные трубопроводы, имеющие ответвления;

по характеру напоров - на нагнетательные, всасывающие и самотечные, работающие под давлением столба жидкости в резервуаре;

по способу прокладки - на подземные и надземные.

Трубопроводные коммуникации состоят из следующих элементов: труб различного назначения, соединительных фасонных частей, арматуры и компенсаторов. На нефтебазах вследствие небольшой протяженности технологических трубопроводов давление в них обычно не превышает 1,0-1,2 МПа (10-12 кгс/см²), поэтому применяют трубы и арматуру, рассчитанную на давление до 1,6 МПа (16 кгс/см²). Для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов нефтебаз применяют стальные трубы из малоуглеродистой и низколегированной стали, обладающих хорошей свариваемостью. Эти трубы выпускают бесшовными, электросварными, спирально-шовными и других конструкций. Трубы бесшовные для больших диаметров изготавливают горячекатаными, для малых диаметров холоднокатаными или холодноотянутыми. Трубы сварные для больших диаметров имеют продольный или спиральный шов, а для малых диаметров - продольный шов. Наибольшее применение имеют бесшовные горячекатаные трубы с наружным диаметром 57-426 мм (длиной 4-12 м) по ГОСТ 8732-70 из спокойной мартеновской стали марок 10; 20 и Ст4сп, основные данные которых приведены в табл. 9.1. Также применяют электросварные диаметром 426-1620 мм по ГОСТ 10704-63 и ГОСТ 10706-63 из стали Ст2сп, Ст3сп и Ст4сп. Эти трубы рассчитаны для использования в трубопроводах давлением до 1,2 МПа (12 кгс/см²).

Диаметр и толщину стенок рассчитывают с учетом объема перекачки, величины рабочего давления, агрессивности среды, а также температуры.

Таблица 9.1.

**Сортамент наиболее употребляемых бесшовных
горячекатаных труб (ГОСТ 8732-70)**

На- руж- ный диа- метр тру- бы, мм	Теоретический вес (масса) 1 м длины трубы (кг) при толщине стенки, мм								
	3	4	5	6	7	8	9	10	11
57	4,00	5,23	6,41	7,55	8,63	9,67	10,65	11,59	12,48
60	4,22	5,52	6,78	7,99	9,15	10,26	11,32	12,33	13,29
70	4,96	6,51	8,01	9,47	10,88	12,23	13,54	14,80	16,01
76	5,40	7,10	8,75	10,36	11,91	13,42	14,87	16,28	17,63
89	-	8,38	10,36	12,28	14,16	15,98	17,76	19,48	21,16
108	-	10,26	12,70	15,09	17,44	19,73	21,97	24,17	26,31
133	-	12,73	15,78	18,79	21,75	24,66	27,52	30,33	33,10
159	-	-	18,99	22,64	26,24	29,79	33,29	36,75	40,15
168	-	-	20,10	23,97	27,79	31,57	35,29	38,97	42,59
219	-	-	-	31,52	36,60	41,63	46,61	51,54	56,43
273	-	-	-	-	45,92	52,28	58,60	64,86	71,07
325	-	-	-	-	-	62,54	70,14	77,68	85,18
377	-	-	-	-	-	-	81,68	90,51	99,29
426	-	-	-	-	-	-	92,55	102,51	112,58

10. Транспорт газов

Физико-химические свойства газов

10.1 Основные параметры газов

По способу получения и физико-химическим свойствам газы подразделяются на природные и искусственные. К природным газам, добываемым из недр земли, относятся: газы чисто газовых месторождений (сухой газ), газы газо-конденсатных месторождений (смесь сухого газа и конденсата) и попутные газы, добываемые вместе с нефтью из нефтяных месторождений. К попутным газам относятся также газы, получаемые при стабилизации нефти. Природные газы представляют химическую смесь отдельных газов, химически инертных между собой, т.е. не действующих друг на друга, и состоят преимущественно из предельных углеводородов, этана C_2H_6 , пропана C_3H_8 , бутана C_4H_{10} и пентана C_5H_{12} ; кроме того, в состав природных газов в небольших количествах входят азот N_2 , углекислый газ CO_2 , иногда сероводород H_2S , водород H_2 и др. В зависимости от содержания тяжелых углеводородов природные газы подразделяются на газы сухие, промежуточной категории и жирные. Сухие газы содержат тяжелые углеводороды в количестве менее 50 г/м^3 ; газы промежуточной категории - $50 - 150 \text{ г/м}^3$ и жирные газы - более 150 г/м^3 .

Искусственные горючие газы подразделяются на две группы. К первой группе относятся газы, получаемые в результате нагревания твердого или жидкого топлива без доступа воздуха, при температуре перегонки $500-1000^\circ\text{C}$, например, на коксохимических, газостанцевых заводах и на нефтеперерабатывающих заводах. Ко второй группе относятся газы безостаточной газификации, получаемые при частичном сжигании топлива в токе воздуха, кислорода или их смесей с водяным паром, а также путем подземной газификации углей. Эти газы состоят преимущественно из окиси углерода, водорода и азота.

Сжиженные углеводородные газы представляют собой смесь углеводородов - пропана, пропилена, бутана, бутилена и небольших количеств метана, этана, этилена и пентана. Эта смесь при нормальных атмосферных условиях ($0,1 \text{ МПа} \approx 760 \text{ мм рт.ст.}$ и 0°C) находится в газообразном состоянии, а при

повышенном давлении и пониженной температуре превращается в жидкость. Свойства газов зависят от свойств отдельных компонентов, входящих в данный газ.

Качество природных и искусственных газов, используемых в виде топлива для коммунально - бытового потребления, должно соответствовать ГОСТ 5542-50, а сжиженный газ - ГОСТ 10196-62.

К основным параметрам газа, используемым при расчете магистральных газопроводов, относятся молекулярная масса газа, плотность, сжимаемость газа, вязкость, а также упругость насыщенных паров.

Молекулярная масса газа представляет собой сумму молекулярных масс атомов, входящих в молекулу газа. Масса газа в граммах, численно равная его молекулярной массе, называется молем, а масса газа в килограммах, численно равная его молекулярной массе, называется киломолем. Если известен мольный, т.е. объемный, состав смеси газа в процентах, то средняя молекулярная масса его M_{cp} определяется по формуле

$$M_{cp} = \frac{V_1 M_1 + V_2 M_2 + \dots + V_n M_n}{100}, \quad (10.1)$$

где $V_1, V_2, \dots, V_n$ - мольные концентрации компонентов, % ; $M_1, M_2, \dots, M_n$ - молекулярные массы компонентов.

Если известен массовый состав смеси в процентах, то его средняя молекулярная масса

$$M_{cp} = \frac{100}{\frac{Y_1}{M_1} + \frac{Y_2}{M_2} + \dots + \frac{Y_n}{M_n}}, \quad (10.2)$$

где $Y_1, Y_2, \dots, Y_n$ - массовые концентрации, %.

Если молекулярный состав выражен в долях единицы, то соответственно средняя молекулярная масса

$$M_{cp} = \alpha_1 M_1 + \alpha_2 M_2 + \dots + \alpha_n M_n,$$

где $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n$ - молекулярный состав в долях единиц.

Плотность газа определяется отношением массы к объему

$$\rho = \frac{m}{V}, \quad (10.3)$$

где m - масса газа, кг; V - объем данной массы газа, м³. Большинство горючих газов легче воздуха, а некоторые газы тяжелее воздуха; этот показатель характеризуется понятием относительной плотности. Относительной плотностью газа или газовой смеси Δ называется отношение массовой единицы объема газа к массе такой же единицы объема сухого воздуха при одинаковых условиях.

Относительная плотность - величина безразмерная и выражается отношением

$$\Delta = \frac{\rho}{1,293} = 0,773\rho, \quad (10.4)$$

где 1,293 - плотность сухого воздуха, кг/м³.

Поскольку плотность ρ зависит от давления, температуры и сжимаемости газа, а плотность ρ_1 соответствует давлению p_1 и температуре T_1 , то пересчет ее на другие давления p_2 и температуру T_2 производится по формуле

$$\rho_2 = \rho_1 \frac{p_2 T_1 Z_1}{p_1 T_2 Z_2}, \quad (10.5)$$

где p_1 и p_2 - абсолютные давления газа, Па; T_1 и T_2 - температура, К; Z_1 и Z_2 - коэффициенты сжимаемости газа соответственно при p_1 и T_1 , а также при p_2 и T_2 . Так как объем одного моля газа при данных значениях температуры и давления является величиной постоянной для всех газов, то плотности их прямо пропорциональны молекулярным массам

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{M_1}{M_2} \quad (10.6)$$

Плотность газа при 0° С и данном значении молекулярной массы определяют по формуле

$$\rho_o = \frac{M}{22,414} = 0,0446M,$$

где 22,414 - объем 1 кмоль любого газа (при 0° С и 0,1 МПа $\approx$ 760 мм рт.ст.), м³. Плотность газовых смесей определяют по правилу смешения, согласно которому свойства смеси складываются пропорционально из свойств компонентов, входящих в смесь, т.е. путем суммирования произведения абсолютных значений плотности отдельных компонентов, входящих в газовую смесь на их мольную концентрацию:

$$\rho_{см} = \alpha_1 \rho_1 + \alpha_2 \rho_2 + \dots + \alpha_n \rho_n,$$

где $\rho_{см}$ - плотность смеси газов, кг/м³; $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n$ - объемные концентрации компонентов смеси; $\rho_1, \rho_2, \dots, \rho_n$ - плотность компонентов, кг/м³.

Сжимаемость газа характеризуется коэффициентом, учитывающим отклонение реальных газов от законов идеального газа. Объем реальных газов изменяется не пропорционально его давлению и температуре и при одинаковых условиях сжимается больше или меньше, чем идеальный газ, на величину Z (коэффициент сжимаемости). Коэффициент сжимаемости Z газов определяют экспериментально. При отсутствии этих данных его определяют по номограмме в зависимости от приведенных температуры и давления газа:

$$T_{np} = \frac{T_{cp}}{T_{кр}},$$

$$P_{np} = \frac{P_{cp}}{P_{кр}},$$
(10.7)

Критические параметры газов

Таблица 10.1

Газ	Температура $T_{кр}$		Давление $P_{кр}$		Газ	Температура $T_{кр}$		Давление $P_{кр}$	
	°C	K	МПа	кгс/см ²		°C	K	МПа	кгс/см ²
Бутан	152	425,0	3,50	35,7	Пентан	197	470,2	3,34	34,1
Воздух	-141	132,0	3,80	38,5	Пропилен	91	364,0	4,61	47,0
Метан	-82	190,6	4,50	45,8	Этан	33	306,0	4,72	48,2
Пропан	97	369,6	4,26	43,4	Этилен	9	282,0	5,16	52,7

где T_{cp} и p_{cp} - средние температура и давление газа; $T_{кр}$ и $p_{кр}$ - среднекритические температура и давление газа, определенные в зависимости от плотности газа.

Критической температурой называют такую температуру, выше которой ни при каком повышении давления нельзя сконденсировать пар. Критическим давлением называют такое давление, выше которого нельзя испарить жидкость ни при каком повышении температуры. Критические параметры газов приведены в табл. 10.1.

Среднекритические параметры газовой смеси определяют по правилам смешения: для среднекритической температуры (в K)

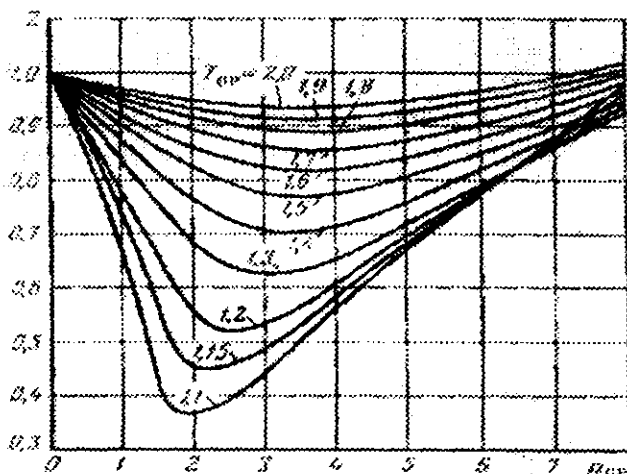


Рис.10.1. Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от приведенных температуры и давления

$$T_{кр\text{ см}} = \alpha_1 T_{кр1} + \alpha_2 T_{кр2} + \dots + \alpha_n T_{крn}; \quad (10.8)$$

для среднекритического давления (в Па)

$$P_{кр\text{ см}} = \alpha_1 P_{кр1} + \alpha_2 P_{кр2} + \dots + \alpha_n P_{крn}; \quad (10.9)$$

Вязкость газа характеризует свойство газа оказывать сопротивление сдвигающим усилиям, возникающим в результате сил трения между слоями движущегося газа. Коэффициент, учитывающий это свойство реальных газов и характеризующий пропорциональное отношение действующей силы сдвига, отнесенной к единице поверхности соприкасающихся слоев, называется коэффициентом динамической вязкости (в Па*с)

$$\mu = \tau \frac{dn}{d\omega},$$

где τ - напряжение внутреннего трения, Па; n - расстояние по нормали к направлению линейной скорости газа, м; ω - линейная скорость газа, м/с.

Коэффициент динамической вязкости газа в отличие от жидкостей возрастает пропорционально $\sqrt{T}$, и определяется по графику или по формуле Сёзерленда:

$$\mu = \mu_0 = \frac{273 + C}{T + C} \left(\frac{T}{273} \right)^{3/2}, \quad (10.11)$$

где μ - динамическая вязкость газа при температуре газа T ; μ_0 - динамическая вязкость газа при 0°C ; T - абсолютная температура газа, К; C - постоянная Сёзерленда, имеющая следующие значения для некоторых газов: 103,0 для азота; 349,0 для бутана; 673, 0 для водяного пара; 123,6 для воздуха; 138,0 для кислорода; 198,0 для метана; 324,0 для пропана; 287,0 для этана. При ориентировочных расчетах вязкость природных газов, содержащих более 96 % метана, принимают равной вязкости метана или определяют по формуле

$$\mu_{\text{см}} = \alpha_1 \mu_1 + \alpha_2 \mu_2 + \dots + \alpha_n \mu_n, \quad (10.12)$$

где α_n - молекулярный состав в долях единиц; μ_n - вязкость каждого компонента в отдельности. При гидравлических расчетах пользуются также понятием кинематическая вязкость, которая определяется из отношения:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}, \quad (10.13)$$

где ν - кинематическая вязкость, $\text{м}^2/\text{с}$; μ - динамическая вязкость, $\text{Па}\cdot\text{с}$; ρ - плотность, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Поскольку вязкость газа не подчиняется правилу смешения обычно при температуре 20°C :

для динамической вязкости

$$\mu_T = \frac{\alpha_1 \mu_1 \sqrt{M_1 T_{кр1}} + \alpha_2 \mu_2 \sqrt{M_2 T_{кр2}} + \dots + \alpha_n \mu_n \sqrt{M_n T_{крn}}}{\alpha_1 \sqrt{M_1 T_{кр1}} + \alpha_2 \sqrt{M_2 T_{кр2}} + \dots + \alpha_n \sqrt{M_n T_{крn}}}; \quad (10.14)$$

для кинематической вязкости

$$\frac{1}{\nu} = \frac{\alpha_1}{\nu_{1f}} + \frac{\alpha_1}{\nu_{1f}} + \dots + \frac{\alpha_n}{\nu_{nf}}.$$

При температуре, отличающейся от + 20°C в пределах от - 10 до + 40°C, кинематическая вязкость определяется по формуле

$$\nu_t = \nu_{20} [1 + 0,006(t - 20)], \quad (10.16)$$

где ν_{20} и ν_t - кинематические вязкости газовых смесей соответственно при 20°C и 0,1 МПа и при температуре газа t .

Иногда вязкость жидких топлив измеряют в условных единицах - в градусах вязкости условной (°ВУ); для пересчета ее в кинематическую вязкость ν (в м²/с) используют формулу

$$\nu = {}^\circ \text{ВУ} * 7,6^{1 - \frac{1}{10 \cdot {}^\circ \text{ВУ}}} 10^{-6} \quad (10.17)$$

11. Общие сведения о транспорте газа

В общее понятие транспорт газа входит газ в сжиженном и газообразном состоянии. Способы транспорта этих газов существенно отличаются друг от друга. Сжиженные углеводородные газы, представляющие собой смесь углеводородов (пропана, бутана, изобутана), отличаются тем, что при сравнительно небольшом давлении и нормальной температуре их можно транспортировать и хранить в жидком виде. Сжиженный газ занимает объем примерно 1/250 своего первоначального объема, что создает предпосылки для его

поставки потребителям всеми видами транспорта, включая трубопроводный транспорт. Благодаря тому, что сжиженные газы обладают свойством из жидкой фазы снова превращаться в газ при нормальном давлении, что соответствует условиям их применения в качестве сырья или топлива при сжигании, широко практикуется доставка сжиженных газов в баллонах и съемных емкостях, транспортируемых различными видами транспорта - железнодорожным, водным, автомобильным и отчасти авиационным. На месте доставки емкости и баллоны подключают к разводящим сетям.

В отличие от сжиженного углеводородного газа (СУГ) природный газ, сохраняющий свои свойства при положительных температурах и различных давлениях, транспортируется в настоящее время исключительно по магистральным газопроводам и разводящей газовой сети.

Однако при отрицательных температурах и соответствующем давлении порядка $5 \text{ МПа} = 50 \text{ кгс/см}^2$ технически возможно и экономически эффективно транспортировать сжиженный природный газ (СПГ) по магистральным трубопроводам. Для этого требуется сооружение крупных заводов сжижения газа и применение специальных трубных сталей для низкотемпературных жидкостных газопроводов, а также сооружение низкотемпературных хранилищ. Как показывают расчеты, резкое повышение пропускной способности жидкостных газопроводов относительно обычных газопроводов позволяет, например, по трубопроводу диаметром 1420 мм подавать 100 млрд.м³ газа при давлении 5 МПа вместо 28030 млрд.м³ при 7,5 МПа, достигая снижения удельной металлоемкости более чем в 4 раза. Такая экономия может превысить стоимость завода сжижения и других сооружений, что уточняется расчетом комплексной оценки эффективности трубопроводной системы СПГ в зависимости от конкретных условий. В целом такая система оценивается как перспективная по мере освоения низкотемпературных труб и другого оборудования.

11.1 Железнодорожный транспорт сжиженных газов

Транспорт сжиженных углеводородных газов по железным дорогам осуществляется в специальных цистернах и вагонах, груженных баллонами. Железнодорожные цистерны специальной конструкции различают по емкости и назначению. Для перевозки пропана используются в основном цистерны объемом 54 м³, для бугана - цистерны объемом 60 м³ и для сжиженных газов обоих видов - цистерны объемом 98 м³.

Основные данные технических характеристик цистерн приведены в табл. 11.1, в которой загрузка цистерн принята равной 85 %.

По своему устройству железнодорожная цистерна (рис.11.1) представляет собой сварной цилиндрический резервуар со сферическими днищами, расположенный на четырехосной железнодорожной платформе. На рис.11.2. показана арматура железнодорожной цистерны для перевозки сжиженных газов. В центре крышки люка установлен пружинный предохранительный клапан 14, направленный внутрь цистерны, чтобы предотвратить перерегулировку и преднамеренное воздействие на него. Предохранительный клапан регулируют на избыточное давление 2,16 МПа (21,6 кгс/см²). По обе стороны от предохранительного клапана вдоль оси цистерны установлены два сливно-наливных угловых вентиля 2 и 8, которые внутри соединены со сливно-наливными патрубками 12 через скоростные клапаны 1, перекрывающие доступ газа к вентилям в случае их поломки и обрыва наполнительных плангов и сливных устройств.

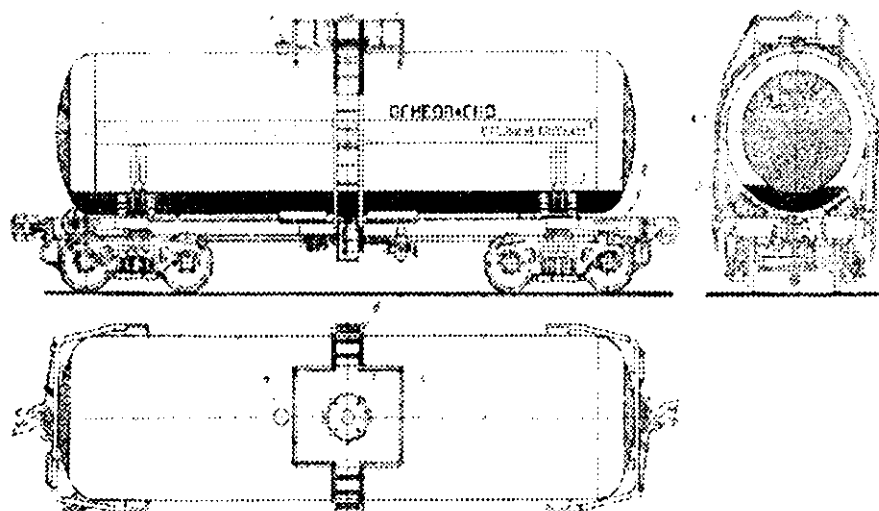


Рис.11.1. Железнодорожная цистерна для сжиженного газа:

1-платформа четырехосная; 2- резервуар; 3- предохранительный клапан; 4 - площадка обслуживания; 5- стяжные болты крепления резервуара к платформе; 6- стремянка; 7- патрубок для установки манометродержателя.

**Основные данные железнодорожных цистерн для
сжиженных газов**

Показатели	Цистерны для перевозки сжиженных газов		
	пропана	бутана	пропана и бутана
Объем цистерны, м ³ :			
геометрические.....	54	60	98
полезный.....	46	54	83
Допускаемое давление, кгс/см ²	20	8	18
Габаритные размеры, м:			
диаметр цистерны...	2,6	2,8	3,0
длина цистерны.....	10,65	10,65	14,50
«-» рамы	12,1	12,1	15,7
цистерны.	39	35,6	43
Масса тары, т.....			

Кроме того, на крышке люка крепится вентиль 5, оборудованный скоростным клапаном, служащим для подачи в цистерну или отвода из нее через трубку 11 паровой фазы при сливе цистерны. Для определения уровня наполнения или окончания опорожнения имеются угловые вентили малого размера. Вентиль 6 показывает максимально допустимый уровень наполнения цистерны сжиженным газом. Вентиль 7, соединенный с трубкой, конец которой выше конца трубки вентиля 6 на 50 мм, является ограничительным. При заполнении цистерны вентиль 6 открыт. Когда цистерна наполнится до заданного уровня, жидкая фаза начнет вытекать из вентиля 6. Сразу же закрывают наполнительные вентили 2 и 8, но во время их закрытия жидкость продолжает еще поступать в цистерну. После закрытия вентилей 2 и 8 открывают вентиль 7. Из него должна идти только паровая фаза. В противном случае, газ стравливается из цистерн до тех пор, пока из вентиля 7 будет идти только паровая фаза. Для облегчения эксплуатации вентиль 6 окрашен в зеленый,

а вентиль 7 в красный цвет. Вентиль 4 служит для контроля за опорожнением цистерны от сжиженного газа. Трубка этого вентиля заканчивается внутри цистерны на уровне нижнего конца сливно-наливных труб. Вентиль 15 предназначен для удаления столба жидкости из трубки вентиля 4 после его закрытия. При открытии вентиля 15 (вентиль 4 при этом закрыт) пары сжиженного газа выдавливают жидкую фазу из трубки вентиля 4 в цистерну. Вентиль 3 дренажный с трубкой, не достигающей до нижней части цистерны на 5 мм, предназначен для удаления из цистерны воды и тяжелых остатков газа. Для замера температуры сжиженного газа в крышке люка имеется патрон 13, заканчивающийся внутри цистерны. Для предохранения арматуры цистерны от повреждений и воздействия атмосферных осадков на фланце 9 смонтирован колпак, который после заполнения цистерны устанавливают на фланец горловины 10, крепят болтами и пломбируют. Цистерна окрашена алюминиевой краской.

Доставка сжиженных газов в баллонах, транспортируемых по железной дороге, осуществляется в крытых вагонах. Такой способ перевозки вместо автомобильного применяется в тех случаях, когда потребитель находится на значительном расстоянии от кустовых баз и газонаполнительных станций сжиженного газа или в стороне от автомобильных дорог, что характерно для некоторых северных районов. Перевозка осуществляется в основном в баллонах, объемом 50 л, загружаемых в количестве 360 шт. в один четырехосный крытый вагон грузоподъемностью 60 т. Баллоны в вагоне размещают двумя способами: стоя в один ряд, при этом прокладками между ними являются резиновые кольца на баллонах, или лежа, один на другой с применением специальных изолирующих прокладок и приспособлений для закрепления баллонов, чтобы избежать ударов при перевозке.

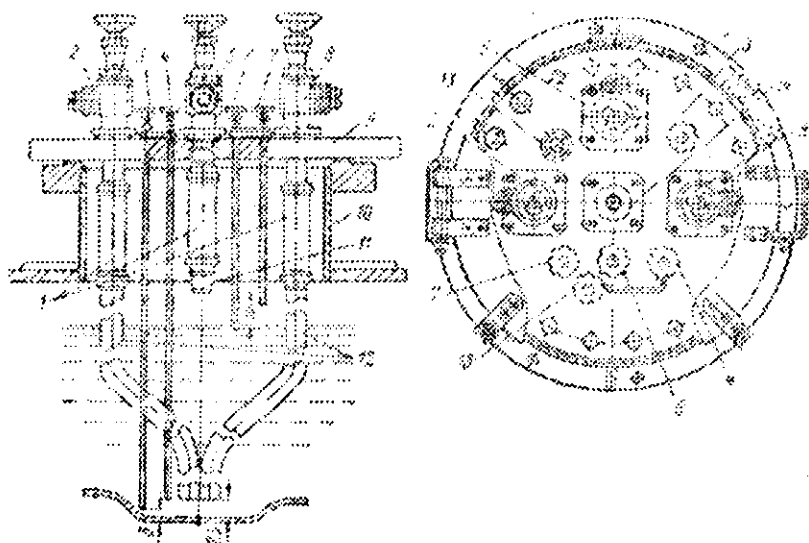


Рис.11.2. Арматура железнодорожной цистерны для перевозки сжиженных газов (установленной на крышке люка)

11.2 Водный транспорт сжиженных газов

Перевозка сжиженных газов по водным магистралям осуществляется как морским, так и речным транспортом. Наиболее широкое развитие имеет морской транспорт, обеспечивающий доставку сжиженного газа потребителям как внутри страны, так и за ее пределами. Морским транспортом в основном доставляются сжиженные углеводородные газы (СУГ) и лишь частично сжиженные природные газы (СПГ), которые могут находиться в сжиженном состоянии лишь при глубоком охлаждении (до -162°C). Основной объем морских перевозок сжиженных газов осуществляется в морских судах - танкерах (газовозах), оборудованных специальными резервуарами для хранения. В зависимости от типа резервуаров, устанавливаемых на газовозе, различают следующие типы транспортных судов: танкеры с резервуарами

под давлением, рассчитанные на максимальную упругость паров продукта при $+45^{\circ}\text{C}$ ($1,6 \text{ МПа} = 16 \text{ кгс/см}^2$ для пропана); танкеры с теплоизолированными резервуарами под пониженным давлением, предназначенные для транспортировки сжиженного газа при промежуточном охлаждении от -5 до $+5^{\circ}\text{C}$; танкеры с теплоизолированными резервуарами под низким давлением для транспортировки сжиженного газа при давлении, близком к атмосферному и низкой отрицательной температуре (-40°C для пропана; -103°C для этилена и -162°C для сжиженного природного газа).

Перевозка газа под давлением и в полуизотермическом состоянии осуществляется в танкерах вместимостью до 2000 м^3 , при этом применяют цилиндрические вертикальные, горизонтальные и сферические резервуары. Вертикальные резервуары используют преимущественно для перевозки сжиженного газа под повышенным (до $1,6 \text{ МПа}$, или до 16 кгс/см^2) давлением (рис.11.3.). Горизонтальные цилиндрические и сферические резервуары применяют при полуизотермическом способе перевозки.

Для погрузочно-разгрузочных операций на танкере устанавливают обычно центробежные насосы, компрессоры и другое оборудование, связанное с охлаждением и перекачкой углеводородного газа.

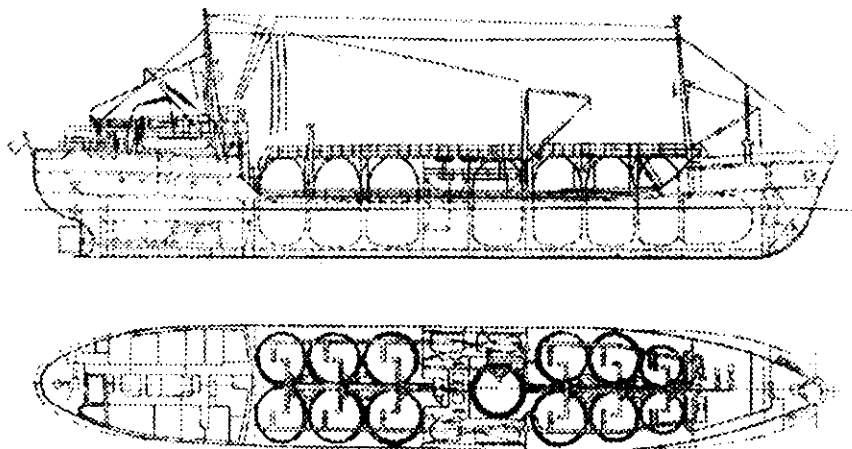


Рис.11.3. Газовоз с вертикальными резервуарами

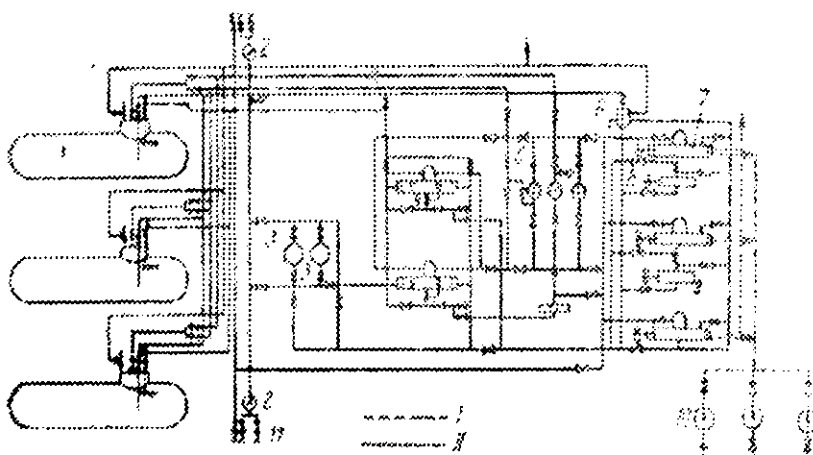


Рис.11.4. Схема перекачки сжиженного углеводородного газа на танкере:

1- резервуар; 2-фильтр; 3- насос; 4-теплообменник; 5- компрессор; 6- отделитель груза; 7-конденсатор; 8-регулятор уровня жидкости; 9-промежуточный сосуд; 10-насос забортной; 11- задвижка; I-циркуляция забортная; II - технологические трубопроводы.

Принципиальная схема такой системы в качестве примера приведена на рис. 11.4, по которой погрузка танкера производится из резервуаров, установленных на берегу, через приемный трубопровод на судне, который соединен с судовыми резервуарами, подавая в них сжиженный газ через расширители, которые находятся на берегу. Испаряющаяся паровая фаза сжиженного газа засасывается компрессорами 5, где происходит сжатие газа, и затем он поступает в конденсаторы 7, где, охлаждаясь забортной водой, газ сжимается и течет в промежуточные сосуды 9, а затем через регулирующий клапан уровня жидкости возвращается в судовые резервуары. При разгрузке танкера для создания избыточного давления в судовых резервуарах обычно используется паровая фаза, находящаяся в береговых

резервуарах или получаемая на танкере из сжиженного газа подачей его в теплообменник из судовых резервуаров. Образовавшийся на внешнем контуре теплообменника газ сжимают компрессорами 5 и под давлением нагнетают обратно в судовые резервуары, благодаря чему в них появляется избыточное давление, обеспечивающее возможность насосам 3 перекачивать жидкий газ на берег. На танкере применяют различные системы охлаждения - холодильники, обеспечивающие поддержание или понижение температуры сжиженного газа, вызванных условиями хранения и перекачки.

Изотермические танкеры отличаются большой вместимостью (до 10 000 м³) и подачей при сливе - наливе (более чем 500-1000 т/ч). Применяют их при значительных грузооборотах. Поскольку в этих танкерах сжиженные газы перевозятся под давлением, близким к атмосферному, грузовые резервуары выполняются прямоугольной формы в виде танков, которые хорошо вписываются в контур судна.

Способ перевозки сжиженных газов выбирают в зависимости от грузооборота, наличного танкерного флота и условий хранения газа на берегу. В связи со значительным ростом производства сжиженных газов соответственно увеличивается число курсирующих танкеров для их перевозки, а также возрастает их грузоподъемность.

Известны отдельные типы крупных морских танкеров - газозовов, грузоподъемность которых достигает более 14 000т, а также танкеры смешанных грузов, одновременно перевозящие 5000т сжиженного углеводородного газа и 38 000 т нефти. Перевозку сжиженных углеводородных газов речным транспортом осуществляют в баржах, груженных баллонами или съемными стальными резервуарами РС-1600 (объемом 1600л). Для этой цели применяют самоходные баржи грузоподъемностью 60 т и несамоходные грузоподъемностью 100, 200 и 300 т. Баллоны объемом 27 л в количестве 3000, 4200 и 6000 шт. Размещают как вертикально в три ряда, так и горизонтально в пять рядов и обязательно закрепляют. Резервуары РС-1600 в количестве 128, 100 и 68 шт. Соответственно грузят в два ряда при помощи автомобильных и плавучих кранов. Баллоны и резервуары покрывают брезентом и закрепляют. С целью уменьшения стоимости транспортных расходов в отдельных случаях для транспортировки сжиженного газа применяют резервуары

объемом 100 и 200 м³, устанавливаемые на баржах грузоподъемностью 200 и 300 т. Практикуется также буксировка одновременно нескольких барж, при этом наиболее экономичным является вождение гибких составов барж методом толкания, т.е. когда буксир-толкач находится позади состава.

11.4 Автомобильный транспорт сжиженных газов

Автомобильным транспортом осуществляется перевозка сжиженных газов в автоцистернах, баллонах и «скользящих» резервуарах.

Автоцистерны по назначению и конструкции делятся на транспортные и раздаточные. Транспортные автоцистерны используют для перевозки сжиженного газа с заводов-поставщиков до кустовых баз и газонаполнительных станций, а также с последних до крупных потребителей со сливом газа в резервуары. Раздаточные автоцистерны предназначены для доставки сжиженного газа потребителю с разливом в баллоны и снабжены для этой цели комплектом раздаточного оборудования, насосом, раздаточной рамкой и трубами. Цистерны, изготавливаемые в виде цилиндрических сосудов со штампованными днищами, монтируют на шасси автомобилей, автоприцепов и полуприцепов. Объем цистерн в зависимости от типа составляет 4-15 м³. Наибольшее применение имеет автоцистерна АЦЖГ-4-164 полезным объемом 4м³, смонтирована она на шасси автомобиля ЗИЛ-130.

Для использования автоцистерны в качестве раздаточной, на ней устанавливают насос С5/140. С целью унификации и увеличения грузоподъемности автоцистерн разработан ряд конструкций в зависимости от типа и полезного объема: 4,5; 12,4; 10,2; 15м³.

На рис.11.5. показана конструкция автомобильной цистерны - полуприцепа АЦ-15-377С с полезным объемом 15м³, снабженного комплектом оборудования и коммуникацией с арматурой для приема и раздачи сжиженного газа. Схема коммуникаций показана на рис.11.6. Наполнение цистерны производится снизу по трубопроводу 4, на котором имеется ограничитель палива 5, вентиль 1 для сброса давления, запорный вентиль 2 и обратный пружинный клапан

3, автоматически отключающий цистерну от линии при обрыве шланга, разрыве трубы и в других аварийных случаях. Жидкая фаза сливается по сливному трубопроводу 11, также размещенному под цистерной, состоящей из всасывающей и напорной линии 21.

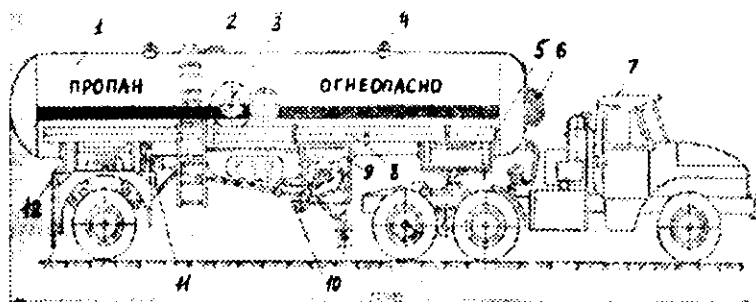


Рис.11.5. Автоцистерна-полуприцеп АЦ-15-377с для перевозки сжиженных газов:

1- резервуар; 2-вентиляционный люк; 3-приборы; 4-клапан предохранительный; 5-опора; 6-люк-лаз; 7-автотягач; 8-трубы для шлангов; 9-электронасос; 10-опорные катки; 11-огнетушители; 12-установка заземления цистерны.

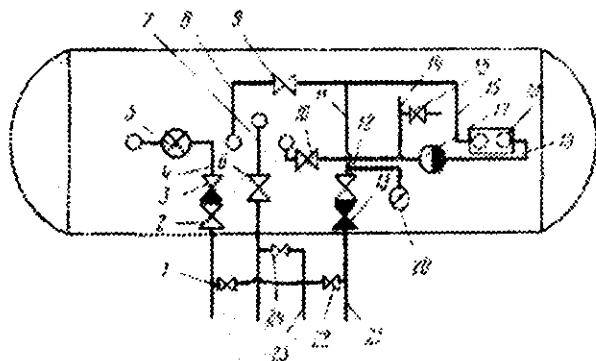


Рис.11.6. Узел сливно-наливных коммуникаций автоцистерны АЦ-15-377С:

1-вентиль циповый; 2, 6, 9, 10 -вентили запорные; 3-обратный клапан; 4-наполнительный трубопровод жидкой фазы; 5-ограничитель налива; 7-трубопровод паровой фазы; 8-обводная линия; 11- сливной трубопровод жидкой фазы; 12-вентиль запорный сливной линии; 13- клапан скоростной; 14-патрубок наполнительный; 15,22,24- вентили сбросные; 15,21 -напорная линия сливного трубопровода; 17-фильтр; 18-электронасос; 19-всасывающая линия сливного трубопровода; 20-манометр; 23-линия слива.

Напорная линия, в свою очередь, подразделяется на линию слива линию и обводнения 8. На всасывающей линии установлен запорный вентиль 10 и фильтр 17, а на обводной линии- запорный вентиль 9. Линия слива включает в себя запорный вентиль 12, скоростной клапан 13, сбросной вентиль 22 и манометр 20. Коммуникация паровой фазы включает в себя трубопровод 7, запорный вентиль 6 и сбросной вентиль 24. Цистерна заполняется сжиженным газом с помощью электронасоса 18, установленного на автоцистерне. Перевозка сжиженных газов в баллонах осуществляется на обыкновенных бортовых автомашинах и на специальных кассетных автомашинах с нормальным кузовом типа ГАЗ, ЗИЛ и другие, обеспечивающих одновременную перевозку соответственно 56 и 77 баллонов. Кузова машин оборудуют клетками для установки баллонов объемом по 50 л, при этом баллоны

укладывают в два яруса; в баллоновозе типа «Клетка» их умещается до 132 шт. Наиболее удобны в эксплуатации баллоновозы для транспортировки баллонов объемом 27 л, расположенных в два яруса. Баллоны транспортируют также в прицепах, которые вместе с грузовыми автомобилями образуют автопоезда. Баллоны изготавлиют по ГОСТ 15860-70 на давление до 1,6 МПа, или 16 кгс/см²

Стандартом предусмотрен ряд баллонов объемом 2,5; 5; 12; 27; 50 и 80 л. Баллоны объемом свыше 5 л представляют собой цилиндрические сварные сосуды с двумя штампованными днищами эллиптической формы, снабженные башмаком, горловиной и защитным воротником. У баллонов объемом 50 и 80 л вместо воротника предусматривается защитный колпак и две ручки. Защитный воротник служит одновременно транспортной ручкой и опорой при установке баллонов в несколько ярусов. В горловины баллонов объемом 5, 12 и 27 л устанавливают самозакрывающиеся клапаны КБ-1, а в горловины баллонов объемом 50 и 80 л - угловые вентили ВБ-1. Перевозку сжиженного газа в «скользящих» резервуарах применяют для доставки его в места, отдаленные от кустовых баз или от газонаполнительных станций, а также для доставки производственным и коммунально-бытовым хозяйствам. «Скользящими» называют съемные резервуары объемом 0,5-3,5 м³. Наибольшее применение имеют резервуары РС-1600 (объемом 1600 л), рассчитанные на рабочее давление 1,8 МПа (18 кгс/см²). Резервуар представляет собой сварной цилиндрический сосуд с эллиптическими днищами. Погрузку и разгрузку резервуара обычно производят при помощи автокрана. У потребителя резервуары устанавливают группой или в одиночку. Доставка сжиженного газа в «скользящих» резервуарах на расстояние 100-200 км обходится на 20-25 % дешевле, чем в баллонах.

12. Газораспределительные станции магистральных газопроводов и газовые сети

12.1. Устройство и оборудование газораспределительных станций

Газораспределительные станции (ГРС), сооружаемые в конце магистрального газопровода или отвода от него, предназначены для снабжения газом населенных пунктов и промышленных предприятий. Параметры газа устанавливаются с учетом требований потребителя.

На газораспределительных станциях как конечных пунктах газопроводов осуществляется: снижение давления газа до заданной величины, автоматическое поддержание этого давления и количественный учет расхода газа. Кроме того, на ГРС производится очистка газа от механических примесей, дополнительная одоризация поступающего к потребителю газа, а также предусматриваются меры по защите трубопроводов от недопустимых повышений давления газа.

Газораспределительные станции в зависимости от назначения и требуемых параметров сооружают преимущественно по типовым проектам, предусматривающим необходимую автоматизацию их работы.

Современные автоматизированные ГРС по форме обслуживания подразделяются на ГРС с безвахтенным обслуживанием при пропускной способности до 200 тыс. м³/ч и с вахтенным обслуживанием при пропускной способности свыше 200 тыс. м³/ч. В первом случае ГРС обслуживают два оператора, которые могут дежурить, находясь дома, так как в их квартиры подведена сигнализация, передающая световые и звуковые нерасшифрованные сигналы. При получении этих сигналов дежурный оператор является на ГРС для устранения причины неисправности. Во втором случае ГРС обслуживает дежурный персонал, который следит не только за режимом эксплуатации станции, но и производит необходимый ремонт технологического оборудования и аппаратуры.

Газораспределительные автоматизированные станции по пропускной способности подразделяются на основной ряд с пропускной способностью 10, 50, 100 и 200 м³/ч и дополнительный ряд с пропускной способностью 1, 5, 25 и

150 тыс.м³/ч. Пропускная способность принята при давлении на входе в ГРС, равном 2 МПа (20 кгс/см²).

Независимо от пропускной способности, числа потребителей, параметров газа на входе и выходе станций в состав ГРС входят следующие основные блоки: переключения; очистки газа; предотвращения гидратообразования; автоматического регулирования давления газа; автоматической одоризации газа. На рис.12.1. представлено техническое решение автоматизированной ГРС на одного потребителя с пропускной способностью 25-100 тыс.м³/ч.

Работа газораспределительной станции сводится к следующему: газ из входного газопровода поступает в блок отключающих устройств и направляется на очистку или висциновые фильтры. После очистки газ поступает в трубопроводы для редуцирования, где происходит снижение давления газа до заданных величин. Затем газ направляется в выходные газопроводы, на каждом из которых производится количественный замер и одоризация газа.

Учет расхода газа на ГРС производят на участках с пониженным давлением, что облегчает условия работы измерительных приборов, включающих: дифманометр-расходомер, работающий совместно с сужающим устройством; трубопровод, на котором монтируется сужающее устройство; импульсные линии, по которым передается статическое давление к дифманометру. Наиболее широко используются поплавковые дифманометры - расходомеры ДП-430 с ртутным заполнением. Система автоматического регулирования давления газа на ГРС предназначена поддерживать давление в заданных пределах при помощи автоматических регуляторов.

В целях индустриализации строительства применяют автоматизированные ГРС в блочно-комплектном исполнении, рассчитанные на пропускную способность 10000-150 000 м³/ч. Эти ГРС обслуживаются операторами, которые могут дежурить, находясь дома.

Такие ГРС поставляют в виде пяти блоков заводского изготовления, в том числе блоков отключающих устройств, редуцирования, строительного блока и блока одоризационной установки. На рис. 12.2. представлена схема ГРС типа ТР-934 для двух потребителей (I и II). Для каждого потребителя предусмотрено по две редуцирующие нитки газопровода, из них одна резервная. В блоке очистки установлены батарейные

пылеуловители диаметром 400-800 мм конструкции ВНИПИТрансгаз-ЦКБН.

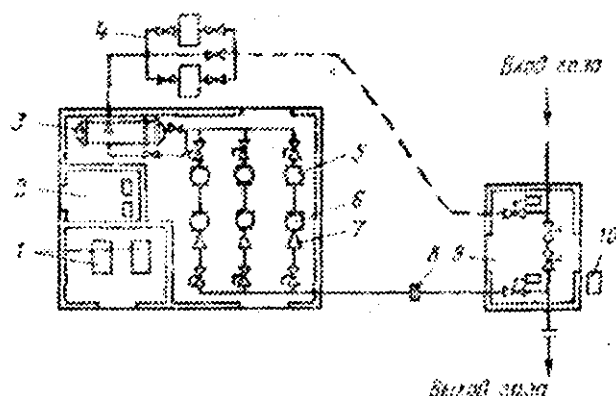


Рис. 12.1 Компоновка газораспределительной станции:

1- водогрейные котлы; 2-помещение для расходомеров; 3- подогреватель газа; 4-блок очистки; 5-контрольный регулятор давления; 6-рабочий регулятор давления; 7- дроссельная камера; 8- замерное устройство; 9-узел переключения; 10- одоризационная установка.

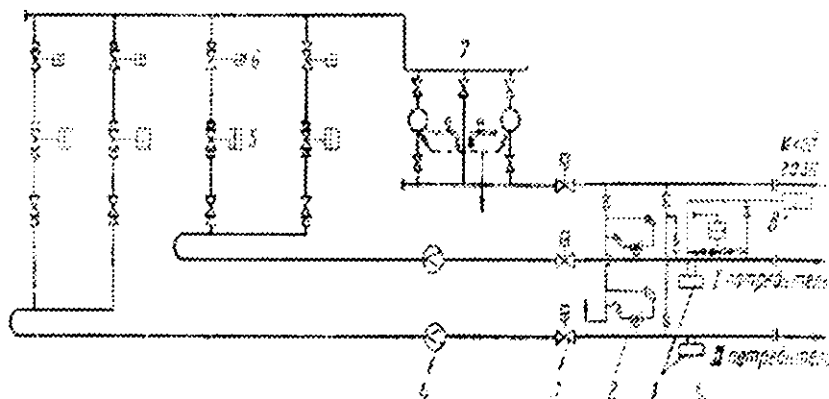


Рис.12.2. Схема автоматизированной ГРС в блочно-комплектном исполнении для двух потребителей (по ТР-934).

1 - одоризационная установка; 2- предохранительный клапан; 3- пневмоприводной кран; 4- блок замера количества газа; 5- контрольный регулятор давления; 6- регулятор давления прямого действия; 7- блок очистки газа; 8-блок регулирования давления газа на собственные нужды.

Для обеспечения нормальной работы станции, т.е. для предотвращения аварий, который может возникнуть при нарушении технологического режима, предусмотрен ряд мероприятий: защита коммуникаций потребителей от повышения и понижения давления; автоматизация и защита отопительных котлов; устройство предупредительной сигнализации о работе ГРС в доме оператора. Пневматические краны обеспечивают автоматический ввод в действие и отключение резервных и рабочих ниток газопровода при изменении заданного режима ГРС. Для очистки газа от пыли, на ГРС устанавливают масляные, циклонные, висциновые и сухие фильтры в зависимости от схемы работы и степени

запыленности. При малой запыленности газа обычно применяют висциновые фильтры.

Востокгаз разработал конструкцию фильтра (рис.12.3.) со съёмной крышкой и пакетами, доступными для периодического контроля фильтра.

В связи с тем что на ГРС производится снижение давления газа, это приводит к соответствующему его охлаждению. В результате могут образоваться гидраты и сильно охладиться регулирующие клапаны, запорная аппаратура, контрольно-измерительные приборы и трубопроводы, что нарушает работу станций. Для борьбы с гидратообразованиями на ГРС применяют автоматическую подачу в газопровод метанола и подогрев газа. На некоторых ГРС внедрены пневматические автоматы для подачи метанола.

Подогрев газа применяют главным образом на ГРС, где ожидается поступление неосушенного газа при резких перепадах давления, когда наблюдается значительное охлаждение газа. Для подогрева используются специальные теплообменники. Конструкция теплообменников, а также схема блока подогрева зависит от давления, температуры и количества поступающего на ГРС газа.

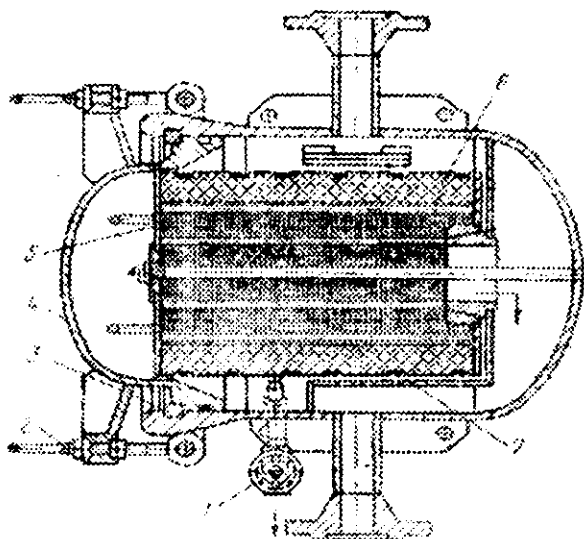


Рис.12.3. Фильтр для очистки газа конструкции Востокгипрогаза:

1 - вентиль для сброса конденсата; 2- откидные болты; 3-кольцевые сегменты; 4- крышка; 5- кассета; 6- стекловолокнистый фильтрующий материал; 7-проволока.

Для определения количества тепла, необходимого для подогрева газа, пользуются формулой

$$Q = V_o \rho_o c_p \Delta t, \quad (12.1.)$$

где Q - количество тепла, воспринимаемое газом, ккал/ч (кДж/ч); V_o - расход газа, м³/ч, при 0° С и 760 мм рт.ст.; ρ_o - плотность газа, кг/м³; C_p - удельная теплоемкость газа при постоянном давлении, для природных газов, равная 0,5 ккал/ (кг*°С) [2,3 кДж/(кг*°С)]; Δt - температура подогрева газа, °С (равная примерно 4-5°С и более в зависимости от температуры и давления газа до и после ГРС). Поскольку температура газа зависит от перепада давления, коэффициента

Джоуля Томсона и изменения скорости движения газа, температуру газа после регулирующего клапана определяют по формуле

$$t_2 = t_1 - D_i (p_1 - p_2) - \frac{1}{c_p} * \frac{\omega^2_2 - \omega^2_1}{2}, \quad (12.2.)$$

где t_1 и t_2 - температура газа до и после регулятора давления; D_i - коэффициент Джоуля - Томсона; p_1 и p_2 - давление газа до и после регулятора.

Газораспределительные станции снабжаются комплектом запорной арматуры, в том числе клапанами редуцирования и автоматического поддержания давления на заданном уровне. Для редуцирования газа, т.е. снижения давления до определенной величины, на ГРС устанавливают пружинные предохранительные клапаны, отрегулированные на срабатывание при соответствующем давлении.

В зависимости от давления газа применяют пружинные клапаны типа СППК на газопроводах, рассчитанных на давление газа 0,5-2,8 кгс/см² (0,005-0,28 МПа), и типа ППК на газопроводах, рассчитанных на давление газа до 16 кгс/см² (1,6 МПа).

Для поддержания давления газа на заданном уровне применяют различные клапаны, в том числе пневматические изодромные регуляторы 0,4-МСТМ-410, пропорциональные типа РД в комплекте с мембранным регулирующим клапаном и регуляторы давления прямого действия типа РД. Наиболее просты и надежны в эксплуатации регуляторы прямого действия типа РД конструкции ВНИИГаз, в которых изменение давления газа вызывает соответствующее изменение давления газа после регулятора. Принцип регулирования основан на том, что при повышении или понижении давления газа нарушается равновесие сил, действующих на мембрану снизу и сверху, и тем самым, изменяя ее положение, регулируется количество протекающего через регулятор газа, благодаря этому поддерживается определенное заданное давление на выходе. Величина этого давления регулируется в надмембранной камере.

Регуляторы давления, изготавливаемые с условным проходом 50, 80 и 100 мм, рассчитаны на пропускную способность при давлении газа на входе ~ 5 МПа (50 кгс/см²),

соответственно 28 000, 76 000 и 100 000 м³/ч с диапазоном настройки давления на выходе 0,15 - 2 МПа (1,5-20 кгс/см²). Кроме указанных регуляторов применяют регуляторы РДО-1 для автоматического регулирования давления газа отсечки его на входе в регулятор в случае повышения давления газа сверх допустимого, а также дроссельные камеры, устанавливаемые на второй ступени редуцирования при малых колебаниях расхода.

Число ниток редуцирования на ГРС принимается в зависимости от величины расхода газа. При редуцировании всего количества газа по одной рабочей нитке предусматривается вторая нитка как резервная; при редуцировании по двум или трем ниткам также предусматривается одна резервная нитка. Применяют также схемы редуцирования всего количества газа регулирующими клапанами по нескольким ниткам без резервных при условии, что каждая нитка обеспечивает не более 90 % от величины минимального газопотребления. В этом случае число ниток определяется делением максимального газопотребления на пропускную способность одной нитки. Число ступеней редуцирования устанавливается в зависимости от допускаемого перепада на клапан и величины возможного максимального газопотребления на пропускную способность одной нитки. Число ступеней редуцирования устанавливается в зависимости от допускаемого перепада на клапан и величины возможного максимального перепада давления газа на ГРС. При редуцировании газа в две ступени клапаны обеих ступеней располагают последовательно на каждой нитке газопровода без установки промежуточного коллектора. Ступени редуцирования разделены промежуточным коллектором в том случае, если нормальная работа ГРС может выполняться при одноступенчатом редуцировании; вторая ступень через промежуточный коллектор включается в работу в случаях повышения давления на входе в ГРС. При одоризации газа широко применяют автоматизированные одоризационные установки с вводом одоранта в поток газа пропорционально его расходу. Работа ГРС с пропускной способностью свыше 50000 м³ сопровождается сильным шумом и вибрациями. Для их устранения используют дроссельные камеры, которые устанавливают на линиях регулирования давления газа непосредственно за регуляторами давления и на разгрузочных обводных линиях трубопроводов.

Газораспределительные станции обычно выполняют в закрытом исполнении в виде двух зданий - здания редуцирования давления и здания блока переключения. В случае применения для этих ГРС масляной очистки газа пылеуловители и масляное хозяйство размещают на открытой площадке станции. В южных районах допускается строить ГРС открытого исполнения на ограждаемой площадке. При выборе площадок для ГРС учитывают пожарный разрыв от них городов и других населенных пунктов, промышленных предприятий и отдельных зданий и сооружений по СНИП П-45-75.

На самой площадке ГРС соблюдаются следующие разрывы: блок отключающих устройств располагают на расстоянии не менее 10 м от здания ГРС и от блока отключающих устройств. Внутри помещений ГРС расстояние между аппаратами принимается равным их наружному диаметру, но не менее 2 м для аппаратов, наполненных маслом, и 1 м между сухими аппаратами. Расстояние между технологическими трубопроводами принимается не менее 500 мм в свету между выступающими частями (для труб диаметром не менее 500 мм) и 400 мм (для труб диаметром 400 мм и менее). В помещении ГРС предусматривается основной проход шириной не менее 1 м. Площадку ГРС ограждают забором высотой 2 м. Вытяжную свечу устанавливают вне площадки на расстоянии 10 м от блока отключающих устройств. При совместном расположении ГРС на одной территории с другими сооружениями, например, с компрессорной станцией, ее рассматривают как самостоятельную технологическую установку с соблюдением разрывов по противопожарным нормам.

Для редуцирования газа при газоснабжении небольших бытовых, сельскохозяйственных и промышленных объектов применяют блочно-шкафные автоматизированные газораспределительные станции типа АГРС, изготавливаемые полностью в заводских условиях. Пропускная способность этих станций 1100-50000 м³/ч.

Установку типа АГРС komponуют в двух металлических шкафах - в одном устанавливают регулирующую и защитную арматуру, а в другом - подогреватель газа.

При выборе типоразмеров предохранительных и регулирующих клапанов для ГРС пользуются следующей методикой расчета.

Предохранительные клапаны рассчитывают на полную пропускную способность ГРС с тем, чтобы после сброса давления за клапанами не могло создаваться давление, выше рабочего более чем на 15 %. Клапаны должны открываться при повышении давления газа на 25 % сверх рабочего. Для быстрого сброса газа низкого давления (0,5-2,8 кгс/см²) применяют специальные предохранительные клапаны типа СППК, для сброса газа среднего давления (16 кгс/см²) - клапаны типа ППК, величина открытия которых составляет 0,25-0,36 d_c (где d_c-диаметр сопла или седла).

Предохранительные клапаны выбирают по их пропускной способности (в кг/ч) по уравнению

$$G=1,59\alpha F B \sqrt{(p_1-p_2)\rho_1}, \quad (12.3.)$$

где α - коэффициент расхода газа клапаном (для стандартных конструкций типов СППК4 и ППК4 $\alpha \approx 0,5-0,8$) ; F - площадь сечения клапана, равная наименьшей площади в проточной части мм²; p₁- максимальное избыточное давление перед предохранительным клапаном, кгс/см²; p₂- избыточное давление за предохранительным клапаном, кгс/см²; ρ_1 - плотность среды для параметров p₁ и t₁, кг/м³; t₁-температура газа перед клапаном, °С; B - коэффициент, зависящий от показателя адиабаты K и перепада давления p₂/p₁; при сбросе в атмосферу B принимается по следующим данным:

K...	1,0	1,14	1,24	1,3	1,4	2,0	3,0	4,0	6,0	10,0
B...	0,43	0,45	0,46	0,47	0,48	0,54	0,61	0,66	0,72	0,79

Из вышеприведенной формулы определяют величину F больше расчетной величины.

Регулирующие клапаны выбирают также по их пропускной способности. Поскольку пропускная способность регулирующего клапана зависит от режима истечения газового потока через регулирующий клапан, необходимую максимальную пропускную способность определяют по двум уравнениям:

$$\text{при } \Delta p < \frac{p_1}{2} K_v = \frac{Q}{514} \sqrt{\frac{\rho T}{\Delta p p_2}}, \quad (12.4.)$$

$$\text{при } \Delta p \geq \frac{p_1}{2} K_v = \frac{Q}{257 p_1} \sqrt{\rho T}, \quad (12.5.)$$

где $\Delta p = p_1 - p_2$ - перепад давления на регулирующем клапане, кгс/см²; p_1 - абсолютное давление до регулирующего клапана, кгс/см²; p_2 - абсолютное давление после регулирующего клапана, кгс/см²; Q - максимальный расход среды, м³/ч;

ρ - плотность среды (при 760 мм вод.ст. и 0°С), кг/м³; T - абсолютная температура среды, К.

Условная пропускная способность регулирующего клапана $K_{vy} = 1,2 K_v$.

По найденной условной пропускной способности по каталогу подбирают ближайший больший по отношению к K_{vy} условный проход регулирующего клапана.

12.2. Газораспределительные сети

К газораспределительным сетям относятся газопроводы, предназначенные для транспортировки газа в городах и населенных пунктах: для подачи в жилые дома, учреждения коммунально-бытового обслуживания, предприятиям и другим потребителям. Газораспределительная сеть представляет собой систему трубопроводов и оборудования, в состав которой входят как городские магистральные газопроводы, предназначенные для передачи газа из одного района города в другой, так и распределительные газопроводы для подачи газа непосредственно потребителям. Газ в городскую газораспределительную сеть поступает из магистрального газопровода через газораспределительную станцию (ГРС). Из ГРС направляется в газорегуляторные пункты (ГРП), установленные на городской сети. Газорегуляторные пункты

предназначаются для снижения давления газа; они объединяют газопроводы различного давления.

В зависимости от давления природного газа городские трубопроводы делятся на газопроводы низкого, среднего и высокого давления.

Строительными нормами и правилами для городских систем газоснабжения установлены следующие категории давления газа:

низкого - не более $0,05 \text{ кгс/см}^2$ (500 мм вод.ст., или $5 \cdot 10^3 \text{ Па}$); среднего - $0,05\text{--}3 \text{ кгс/см}^2$ ($\sim 3 \cdot 10^5 \text{ Па}$) и высокого - $3\text{--}12 \text{ кгс/см}^2$ ($\sim 12 \cdot 10^5 \text{ Па}$ или $\sim 1,2 \text{ МПа}$). К газопроводам низкого давления присоединяют жилые, коммунально-бытовые, мелкие промышленные и другие потребители. Отопительные и производственные котельные, коммунальные предприятия, расположенные в отдельных зданиях, обычно подключают к газопроводам среднего и высокого давления (до 6 кгс/см^2 или до $0,6 \text{ МПа}$) через местные газорегуляторные пункты или установки. Промышленные предприятия питают газом из газопроводов высокого давления (до 12 кгс/см^2 или до $1,2 \text{ МПа}$). По схеме устройства газораспределительные сети сооружаются кольцевыми или тупиковыми; в любом случае предусматривается возможность отключения отдельных районов и ввод в эксплуатацию по очередям. К газовым сетям предъявляются требования высокой надежности и бесперебойности снабжения потребителей газом с соблюдением условий удобства и безопасности эксплуатации. Выбор кольцевой или тупиковой системы газораспределительной сети производится в зависимости от объема газоснабжения и планировки города или населенного пункта. Для сооружения газовых сетей применяют в основном бесшовные или сварные трубы (ГОСТ 20295-74). На газораспределительных сетях устанавливают предохранители, запорную и специальную арматуру соответствующего давления. В качестве запорной арматуры устанавливают задвижки, вентили и краны. К специальной арматуре относятся конденсатосборники.

Конденсатосборники устанавливают на газораспределительных газопроводах для удаления выпадающего в них конденсата. Различают конденсатосборники низкого, а также среднего и высокого

давления. В конденсатосборниках низкого давления конденсат из конденсационных горшков удаляется при помощи насосов через специальную трубу стояка. Из конденсатосборников среднего и высокого давления конденсат удаляется под давлением газа.

12.3. Понятие о расчетах газораспределительных трубопроводов низкого давления

Отличительная особенность городских газораспределительных трубопроводов низкого давления, в которых избыточное давление не превышает 500 мм вод.ст. (~500 Па), заключается в том, что к ним предъявляются определенные требования, которые выражаются в ограничении диапазона колебаний давления газа у потребителей.

Вызвано это тем, что нормальная работа бытовых газовых приборов и горелок агрегатов коммунально-бытовых и промышленных предприятий обеспечивается в пределах допускаемых отклонений от номинальной тепловой загрузки. С этой целью газопроводные системы оборудуют регуляторами, поддерживающими постоянное давление газа, и запорно - предохранительными устройствами, предохранительными устройствами, предохраняющими от повышения давления сверх допустимого предела. В целом газораспределительные газопроводы низкого давления обычно представляют собой замкнутую многокольцевую систему с ответвлениями, рассчитанную с учетом покрытия неравномерности в газопотреблении, характерной для городских условий.

Расчет такой системы с неопределенным характером нагрузок как по времени, так и по величине представляет собой сложную задачу. Поэтому в практике проектирования за основу принимают усредненные часовые расходы, учитывающие неравномерности потребления как по максимуму потребления, так и по числу потребителей. Другой особенностью газопровода низкого давления является то, что отборы газа различны не только по величине, но и по расстояниям между ними, что усложняет выполнение гидравлического расчета. В этих случаях для упрощения расчета с некоторым допущением рассматривается схема газопровода с непрерывным и равномерным отбором газа по длине. При этом определяют диаметр трубы данной длины, по

которой пропускают газ при располагаемых перепадах давлений ($p_1 - p_2$) и заданных объемов или, наоборот, определяют перепады давления при перемещении заданных количеств газа по трубам данного диаметра.

Для этого пользуются общей формулой гидравлики (формулой Дарси - Вейсбаха):

$$p_1 - p_2 = \lambda \frac{l}{d} * \frac{\omega^2 \rho}{2}, \quad (12.6)$$

где индекс 1 - относится к начальному, а индекс 2 - к конечному участку газопровода. При замене в этой формуле скорости ω на расход Q получают следующие расчетные формулы для определения падения давлений или расхода:

$$p_1^2 - p_2^2 = 13,19 * 10^{-3} \lambda \lg \frac{Q^2}{d^5}; \quad (12.7)$$

$$Q_n = 87,2 \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2) d^5}{\lambda \rho g}} \quad (12.8)$$

Соответствующие значения коэффициента гидравлического сопротивления находят в зависимости от режима течения газа по трубопроводу. Количество газа, протекающего по участку трубопровода или расход в местах отбора определяют следующим путем. Участок газопровода (рис.12.4) рассматривают из условия, что по его длине газ отбирается равномерно, т.е. расход в каждой точке отбора рассматривается как удельный расход газа на единицу длины газопровода.

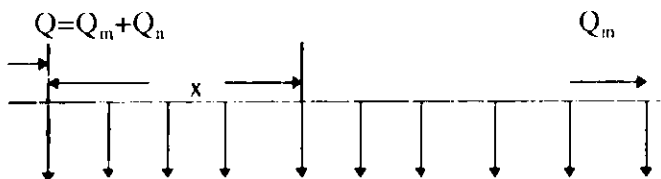


Рис.12.4. Расчетная схема горизонтального газопровода низкого давления с равномерным отбором газа по длине.

$$q = \frac{Q_n}{l} , \quad (12.9)$$

где Q_n - общий путевой расход газа, отбираемый на данном участке газопровода ($q_n = dl$). Если по данному участку пропускают транзитный газ для обеспечения других участков газовой сети, то в этом случае общий расход газа рассматриваемого участка составит

$$Q = Q_n + Q_{\tau} , \quad (12.10)$$

где Q_{τ} - транзитный расход газа, не меняющийся по длине рассматриваемого участка трубопровода. Путевой расход в любой точке газопровода (χ), т.е. в местах отбора составляет

$$Q_{\chi} = q(l - \chi), \quad (12.11.)$$

а отсюда общий расход в любой точке χ определяется из выражения

$$Q_{\chi} = Q_{\tau} + q(l - \chi) / \quad (12.12)$$

По формулам или номограммам с использованием значений путевых и транзитных расходов определяют падения давления газа на отдельных участках трубопровода.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гужов А.И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа. -М.: Недра, 1973.
2. Лузин В.И. Мингареев Р.Ш. Экономика подготовки нефти и газа.- М.: Недра, 1972
3. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды к транспорту. - М.: Недра, 1972.
4. Лутошкин Г.С. Задачник по курсу: Сбор и подготовка нефти, газа и воды к транспорту.- М.: МИНХ и ГПИ им. И.М.Губкина, 1975.
5. Логинов В.И. Обезвоживание и обессоливание нефти. Теория и практика. -М.:Химия, 1979.
6. Смирнов А.С. Сбор и подготовка нефтяного газа на промыслах.-М.: Недра, 1971.
7. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти.- М.:Недра, 1977.
8. Арзунян А.С., Громов А.В., Матецкий И.И. Расчеты магистральных нефтегазопроводов и нефтебаз. -М.: Недра, 1972.
9. Бородавкин П.П., Галеев В.Б., Маслов Л.С. Сооружение и ремонт газонефтепроводов. -М.:Недра, 1972.
10. Бунчук В.А. Технологические установки и сооружения магистральных нефтепроводов и нефтебаз.- М.: Изд. ЦНИИТЭнефтегаз, 1965.
11. Губин В.Е., Новоселов В.Ф., Тугунов П.И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепродуктопроводов. - М.: Недра, 1968.
12. Едигаров С.Г., Бобровский С.А. Проектирование и эксплуатация нефтебаз и газохранилищ. -М.: Недра, 1973
13. Котляр И.Я., Пиляк В.М. Эксплуатация магистральных газопроводов. -М.: Недра, 1967
14. Мишин Б.В., Шпотаковский М.Н. Краткий справочник по оборудованию нефтебаз.- Л.: Недра, 1965.
15. Преображенский М.И. Сжиженные углеводородные газы. Л.:Недра, 1975
16. Проектирование, эксплуатация и ремонт нефтепродуктопроводов.- М.:Недра, 1975
17. [www. neft.ru](http://www.neft.ru)
18. [www. sibneft.ru](http://www.sibneft.ru)
19. [www. transneft.ru](http://www.transneft.ru)

О Г Л А В Л Е Н И Е

1. Системы сбора, транспортирования и подготовки нефти, газа и воды на промыслах	
1.1. Общие сведения о системах промыслового сбора и технологических установках подготовки нефти, газа и воды	3
1.2. Системы промыслового сбора и транспортирования нефти, газа и воды, применяемые на старых площадях, их достоинства и недостатки	4
1.3. Современные герметизированные и автоматизированные системы промыслового сбора и транспортирования нефти, газа и воды	10
1.4. Герметизированные системы сбора и транспортирования нефти, зависящие от величины и формы площади месторождения.	10
1.5. Герметизированные системы сбора и транспортирования нефти, зависящие от рельефа местности.	13
1.6. Системы сбора и транспортирования нефти, зависящие от физико-химических свойств перекачиваемых флюидов	16
1.7. Герметизированные системы сбора и транспортирования нефти, применяемые на морских месторождениях	18
1.8. Оптимизация системы промыслового сбора, транспортирования и подготовки нефти, газа и вода	23
2. Транспорт нефти и нефтепродуктов	32
2.1. Железнодорожный транспорт	35
2.2. Водный транспорт	40
2.3. Автомобильный транспорт.	46
2.4. Трубопроводный транспорт	50
3. Нормы проектирования и изыскания магистральных трубопроводов	
3.1 Организация и проведение проектных работ	61
4. Расчеты магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов	65
4.1. Гидравлический расчет нефтепроводов и нефтепродуктопроводов	66
4.2 Выбор основного оборудования насосных станций,	74

расчет их числа и расстановка	
4.3. Методы увеличения пропускной способности нефтепроводов и нефтепродуктопроводов	86
4.4. Выбор оптимального диаметра нефтепровода и нефтепродуктопровода	92
4.5 Последовательная перекачка нефти и нефтепродуктов по трубопроводу	96
4.6.Перекачка вязких и застывающих нефтей и нефтепродуктов с подогревом	112
5. Хранение нефти и нефтепродуктов	
Общие сведения о хранении нефти и нефтепродуктов	
5.1. Классификация, зоны и объекты нефтебаз	123
5.2.Размещение нефтебаз и проводимые на них операции	128
5.3. Нормы технологического проектирования и технико-экономические показатели нефтебаз	130
6. Сливно-наливные и раздаточные устройства для нефти и нефтепродуктов	
6.1.Устройства для слива и налива железнодорожных цистерн	134
6.2. Техника безопасности при сливно-наливных операциях	146
7. Резервуарные парки для хранения нефти и нефтепродуктов	
7.1. Классификация резервуаров для нефти и нефтепродуктов	148
7.2. Стальные резервуары	150
8. Борьба с потерями, замер и учет нефти и нефтепродуктов	
8.1. Классификация и причины потерь	151
8.2 Потери от испарения при хранении	153
9. Технологические трубопроводы нефтебаз.	
Гидравлические расчеты трубопроводных коммуникаций	
9.1. Технологические трубопроводы нефтебаз	161
10. Транспорт газов	
Физико-химические свойства газов	
10.1.Основные параметры газов	164
11. Общие сведения о транспорте газа	171
11.1 Железнодорожный транспорт сжиженных газов	173
11.2. Водный транспорт сжиженных газов	177

11.4 Автомобильный транспорт сжиженных газов	182
12. Газораспределительные станции магистральных газопроводов и газовые сети	
12.1. Устройство и оборудование газораспределительных станций	186
12.2. Газораспределительные сети	196
12.3. Понятие о расчетах газораспределительных трубопроводов низкого давления	198
ЛИТЕРАТУРА	201

Редактор:

Покачалова Н.С.

Подписано к печати 20.02.2006. Формат 60х84 1/16.

Объем 13 п.л. Тираж 100. Заказ № 61.

Отпечатано в типографии ТГТУ. г.Ташкент ул. Талабалар, 54.