

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН  
КАСПИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ТЕХНОЛОГИЙ И  
ИНЖИНИРИНГА ИМЕНИ Ш.ЕСЕНОВА

**А.Р.Тогашева**

**ГАЗОНЕФТЕПРОВОДЫ**

*Учебное пособие*

Ақтау 2011г

УДК 621.643  
ББК 39.76  
Т 50

Рецензенты:

Айткулов А.У. - член корр. НИА РК, профессор, доктор технических наук

Кулиев Ю.М. – д.т.н., профессор КГУТиИ им.Ш.Есенова

Мурзабеков Т.К. – доктор PhD, академик МАНПО, почетный профессор,  
зав.отделом строительства скважин ТОО «НПЦ»

Т50 Тогашева А.Р.

Газонефтепроводы: учебное пособие для ВУЗов/А.Р.Тогашева. Актау: 2011-123  
стр.

ISBN 978-601-226-121-9

В пособии дан гарантированный минимум знаний; воссоздание широкой научной картины мира, разъяснение законов, научных теорий, понятий, терминов, также приведены данные об устройстве, оборудовании и аппаратуре газонефтепроводов, а также материалы по технологическим процессам, осуществляемым на трубопроводах с рекомендациями по интенсификации использования их.

Учебное пособие предназначено для студентов нефтяных ВУЗов и колледжей, а также для широкого круга инженерно-технических работников нефтяной промышленности.

УДК 621.643  
ББК 39.76

Рекомендовано к изданию РУМС МОН РК

ISBN 978-601-226-121-9

©КГУТиИ им. Ш.Есенова,2011

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1. РОЛЬ НЕФТИ И ГАЗА В ЖИЗНИ ЧЕЛОВЕКА.....	6
1.1. Нефть и газ - ценное сырье для переработки.....	6
1.2. Газ как моторное топливо.....	6
1.3. Краткая история применения нефти и газа.....	8
1.4. Современные способы транспортирования нефти, нефтепродуктов и газа.....	10
1.5. Область применения различных видов транспорта.....	16
ГЛАВА 2. НОРМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ИЗЫСКАНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	18
2.1. Организация и проведение проектных работ.....	18
2.2. Нормы проектирования.....	20
2.3. Изыскательские работы.....	21
2.4. Проектирование и авторский надзор.....	23
2.5. Декларация о намерениях, обоснование инвестиций ТЭО (проект).....	28
2.6. Порядок разработки и согласования задания на проектирование.....	30
2.7. Управление проектированием.....	31
2.8. Стадийность проектирования.....	33
2.9. Участники инвестиционно-строительного проекта и особенности взаимоотношения с ними.....	36
2.10. Оценка стоимости проекта и анализ риска.....	41
2.11. Управление качеством проекта.....	43
ГЛАВА 3. ОСНОВНЫЕ СООРУЖЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ.....	45
ГЛАВА 4. УСТРОЙСТВО ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ.....	54
4.1. Трубы.....	54
4.2. Запорная арматура.....	54
4.3. Переходы газопроводов через естественные и искусственные препятствия.....	57
4.4. Конденсатосборники.....	64
4.5. Колонки для редуцирования газа.....	66
4.6. Дома линейных ремонтеров.....	67
ГЛАВА 5. ОБСЛУЖИВАНИЕ ЛИНЕЙНЫХ СООРУЖЕНИЙ ГАЗОПРОВОДА.....	68
5.1. Ремонтно-восстановительная служба.....	68
5.2. Линейные ремонтеры.....	70
5.3. Работы по подготовке к зиме и весеннему паводку.....	73

5.4. Содержание аварийного запаса труб.....	75
5.5. Проверка изоляции газопровода и наружной поверхности трубы.....	75
<b>ГЛАВА 6. БОРЬБА С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ И ЗАКУПОРКОЙ ГАЗОПРОВОДОВ.....</b>	<b>77</b>
6.1. Определение зон гидратообразования.....	78
6.2. Предупреждение образования гидратных пробок.....	78
<b>ГЛАВА 7. ОЧИСТКА ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА.....</b>	<b>82</b>
<b>ГЛАВА 8. ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТИ.....</b>	<b>85</b>
8.1. Свойства нефти, влияющие на технологию ее транспорта.....	85
8.2. Свойства нефтепродуктов, влияющие на технологию их транспорта.....	86
8.3. Особенности трубопроводного транспорта нефтепродуктов.....	88
8.4. Состав сооружений магистральных нефтепроводов.....	89
8.5. Системы перекачки.....	93
8.6. Основное оборудование перекачивающих станций.....	94
8.7. Рабочие характеристики насосных агрегатов и станций.....	96
<b>ГЛАВА 9. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ .....</b>	<b>99</b>
9.1. Исходные данные для технологического расчета .....	99
9.2. Основные зависимости для гидравлического расчета нефтепровода.....	101
9.3. Гидравлический уклон.....	105
9.4. Трубопроводы с лупингами и вставками .....	105
9.5. Определение перевальной точки и расчетной длины нефтепровода.....	107
9.6. Характеристика нефтепровода.....	110
9.7. Уравнение баланса напоров.....	111
9.8. Определение числа перекачивающих станций.....	113
9.9. Расстановка перекачивающих станций по трассе нефтепровода.....	115
9.10. Расчет нефтепровода при заданном положении перекачивающих станций.....	118
<b>КРАТКИЙ СЛОВАРЬ ОСНОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ И ТЕРМИНОВ.....</b>	<b>120</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....</b>	<b>122</b>

## ВВЕДЕНИЕ

Современное состояние трубопроводного транспорта характеризуется длительным сроком эксплуатации и изменением загрузки ряда магистральных трубопроводов. Обеспечение стабильного функционирования магистральных трубопроводов, а также поддержание их надежной и безопасной работы с учетом сроков их эксплуатации и загрузки входят в ряд первоочередных задач эксплуатации трубопроводной системы.

Все возрастающие требования к надежности и безопасности систем трубопроводного транспорта и фактическое техническое состояние магистральных трубопроводов обуславливают, наряду с применением традиционных методов, необходимость создания и развития новых направлений поддержания работоспособности трубопроводов.

Успешное развитие нефтегазовой отрасли, рост объемов добычи и экспорта требуют расширения транспортной инфраструктуры, т.е. создания предприятия по транспортировке, хранению и реализации нефти, нефтепродуктов и газа.

Современная транспортная инфраструктура включает в себя магистральные нефтепроводы, портовые сооружения, нефтеналивные танкеры, железнодорожные нефтеналивные эстакады, цистерны и др., связанные между собой технологическими процессами, обеспечивающими прием, хранение, транспортировку и снабжение потребителей нефтью, нефтепродуктами и газом.

Роль трубопроводного транспорта в системе нефтегазовой отрасли промышленности чрезвычайно высока. Он является основным и одним из дешевых видов транспорта нефти от мест добычи на нефтеперерабатывающие заводы и экспорт. Магистральные трубопроводы, обеспечивая энергетическую безопасность страны, в то же время позволяют разгрузить железнодорожный транспорт для перевозок других важных для народного хозяйства грузов.

Для такой сложной технической системы, какой является магистральный трубопроводный транспорт, прежде всего необходимо определить приоритетные направления, приоритетные магистральные трубопроводы и их отдельные участки, что решается на основе анализа проектных решений, методов строительства, фактических условий их работы и технического состояния, современных требований к надежности и безопасности промышленных объектов.

Целью учебного пособия «Газонефтепроводы» является обеспечение будущему специалисту теоретического и практического навыка в решении вопросов, связанных с транспортом углеводородного сырья.

## **ГЛАВА 1. РОЛЬ НЕФТИ И ГАЗА В ЖИЗНИ ЧЕЛОВЕКА**

### **1.1. Нефть и газ - ценное сырье для переработки**

Трудно представить себе жизнь без разнообразных предметов одежды из синтетических волокон, основой для производства которых служит нефть. Синтетические ткани широко используются как электроизоляционный и облицовочный материал в автомобилях, железнодорожных вагонах, морских и речных судах.

Из нефти получают также самые различные моющие вещества, спирты, гербициды, взрывчатые вещества, медицинские препараты, серную кислоту и многое другое.

Углеводородные газы также являются сырьем для производства широкой гаммы продуктов. Из метана, например, сначала получают метанол и далее - формальдегид, используемый для производства пластмасс, обработки семян, дезинфекции. Из метана же получают хлороформ, используемый в медицине, и четыреххлористый углерод, применяемый для борьбы с вредителями в сельском хозяйстве.

Современная нефтехимия начинается с этилена. Самый известный продукт его переработки - полиэтилен, впервые полученный в 1933г. Кроме того, из этилена вырабатывают уксусную кислоту, этиленгликоль (спирт, применяемый, в частности» для осушки газов), поливинилхлорид (полимер, используемый для изготовления изоляционных материалов) и др. Раньше этилен получали при переработке нефти.

Из этана получают этиловый (винный) спирт, являющийся исходным сырьем для получения многих других продуктов. Сероводород - сырье для извлечения серы, из которой затем вырабатывают серную кислоту.

Еще одно направление переработки нефти и газа - это получение на их основе белковой биомассы. Делают это специально подобранные микроорганизмы. Получаемые белки безвредны для животных, а также для человека, употребляющего мясо этих животных.

### **1.2. Газ как моторное топливо**

Резкий рост числа автомобилей в современном мире потребовал значительного увеличения объемов выработки бензина. Это подтолкнуло ученых и инженеров во всем мире к активному поиску его замены.

В этом поиске специалисты разных стран обращают свое внимание прежде всего на то, чего на их родине имеется с избытком. Так, в Бразилии каждый пятый автомобиль ездит на чистом спирте, вырабатываемом из сахарного тростника. На Филиппинах в качестве заменителя бензина опробован кокозин, получаемый из мякоти кокосовых орехов, Во Вьетнаме горючее научились делать из скорлупы кокосовых орехов. В ФРГ убеждены, что наилучшей заменой бензину является метанол (метиловый спирт) и прогнозируют, что каждый четвертый автомобиль в мире будет работать на нем.

В результате поиска альтернативы бензину отечественные специалисты остановили свой выбор на газе. Свою точку зрения они объясняют следующим:

1) ресурсы газа значительно превосходят ресурсы нефти и поэтому можно

будет спокойно разрабатывать другие топлива для двигателей внутреннего сгорания или даже новые типы двигателей на неуглеводородном топливе;

2) в выхлопах газового двигателя нет сернистого газа (т.к. в природном газе серы, как правило, нет), а концентрация окиси углерода в несколько раз меньше (благодаря большей полноте сгорания газа);

3) среднее октановое число природного газа равно 105, что выше, чем у лучших марок бензина;

4) двигатели на газоном топливе работают в 1,5...2 раза дольше, чем на бензине, т.к. при сгорании газа образуется меньше твердых частиц и золы, вызывающих абразивный износ цилиндров и поршней; кроме того, газ не смывает масляную пленку с поверхности цилиндров как бензин, и не вызывает коррозию металла.

Для заправки автомобилей газ может применяться в двух видах: газообразном и жидком. В первом случае используется природный газ, который сжимают до 20...25 МПа, а во втором пропан-бутановая смесь, которую охлаждают до минус 162°С хранят под давлением 1,6 МПа. Затраты на сжижение газа в 2...3 раза больше, чем на сжатие. Поэтому экономически более целесообразно использование сжатого газа.

Природный газ является перспективным топливом и для авиации. Во всех промышленно развитых государствах она является одним из крупнейших потребителей нефтепродуктов.

Одним из альтернативных топлив для авиации является сжиженный природный газ (СПГ). Его применение в качестве авиатоплива имеет ряд достоинств:

1) выбросы вредных веществ при сжигании СПГ значительно ниже, чем при использовании авиакеросина: окислов азота образуется в 1,5...2 раза меньше, сажи - в 5 раз;

2) при одинаковой полезной нагрузке уменьшаются расход и масса топлива;

Перспективность использования СПГ в качестве авиатоплива подтверждается также тем, что его производство ныне превратилось в развитую отрасль мировой экономики

Подводя итог всему вышесказанному можно сделать вывод, что нефть и газ играют и будут играть важную роль в жизни человека. Несмотря на расширение применения нетрадиционных возобновляемых источников энергии, в обозримой перспективе нефть и газ останутся основными энергоносителями во всех странах мира. Другое дело, что будет происходить некоторое перераспределение ролей между ними: моторные топлива, получаемые из нефти, будут постепенно заменяться сжатым или сжиженным газами.

Невозможно представить себе современную цивилизацию без продуктов переработки нефти и газа. Это направление их использования со временем также будет все более и более развиваться.

### 1.3. Краткая история применения нефти и газа

Нефть известна человечеству с давних времен. Уже за 6000 лет до нашей эры люди использовали нефть для освещения и отопления. Наиболее древние промыслы находились на берегах Евфрата, в Керчи, в китайской провинции Сычуань. Упоминание о нефти встречается во многих древних источниках (например, в Библии упоминаются смоляные ключи в окрестностях Мертвого моря).

Почему же нефть называется нефтью?

В языках многих народов мира встречаются слова, сходные по звучанию со словом «нефть». В настоящее время считается, что исходным для образования слова «нефть» было мидийское слово «нафата», что означало «просачивающаяся», «вытекающая». Государство Мидия существовало в IX-VI веках до н. э. на границе территорий современных Азербайджана и Ирана. Когда персы завоевали Мидию, то вместе с клинописной письменностью и многими другими достижениями культуры позаимствовали слово «нафата». Постепенно оно трансформировалось в слово «нефт». Этим словом обозначались колодцы, из которых добывали нефть для священного огня. Позднее от слов «нефт» и «нафата» возникло греческое слово «нафта».

В странах Западной Европы, где все научные сочинения в средние века писали на латыни, для обозначения нефти широко используются слова, производные от латинского слова «петролеум», т.е. каменное масло («петрос» - камень, «олеум» - масло): в Англии - «петролеум», во Франции и Румынии - «петроль», в Италии - «петролио».

Первым нефтепродуктом, с которым познакомилось человечество был асфальт, представляющий собой вязкое смолистое вещество, получаемое в результате длительного выветривания нефти.

Асфальт широко использовался и как связующее вещество. В Библии рассказывается, что при строительстве легендарной Вавилонской башни вместо цемента при кладке использовалась «земляная смола», т.е. асфальт. Наиболее старые участки Великой китайской стены за 400 лет до н.э. сооружены на природном битуме. Крепостные стены в Мидии по свидетельству греческого историка Ксенофота (около 400 г. до н.э.) были построены из обожженных кирпичей, скрепленных битумом.

Асфальт применялся и для получения твердых покрытий. Когда после открытия Америки испанцы проникли в 1532 г. в Перу, они обнаружили там древние дороги, покрытые асфальтом. В Древнем Египте в амбарах для хранения зерна (3000г. до н.э.) пол и стены покрывали асфальтом. В Азербайджане природный асфальт («кир», по-местному) использовали для покрытия плоских крыш жилых и других зданий.

После крушения великих цивилизаций природный асфальт как строительный материал очень долго не использовался. Новая история асфальта начинается только в XIX веке.

Современные дороги покрыты асфальтом, изготовленным на базе нефтяных битумов, получаемых в результате окисления воздухом тяжелых остатков перегонки нефти при температуре 239-340С. Этот процесс был

разработан в 1896 г., а внедрен в производство в 1914 г.

В целях освещения человечество использовало различные средства: лучину, оливковое масло, нефть, животные жиры и др. В 1830 г. австрийский химик К.Рейхенбах впервые получил осветительное масло путем сухой перегонки дерева, торфа и каменного угля. Полученный продукт он назвал «фотоген». Позже словом «фотоген» стали называть светлую прозрачную жидкость, получаемую при перегонке нефти (современный керосин).

В настоящее время «керосином» называют фракцию нефти, которая выкипает в температурных пределах от 175 до 300 °С. Различают «керосин осветительный», используемый для освещения, «керосин тракторный», применяемый в качестве горючего для тракторов, и «керосин авиационный» - топливо для реактивных двигателей.

С первых дней своего возникновения процесс переработки нефти был подчинен получению керосина (фотогена). Однако при этом получалось два побочных продукта. Один из них - более легкая фракция нефти, чем керосин - получил название «бензин» (от искаженного арабского «любензави» - горючее вещество), а другой - густая грязно-черная жидкость, получаемая в остатке и названная «мазутом» (от арабского «макзудат» - отброс). Длительное время оба они считались ненужными продуктами.

Однако в 1866г А.И.Шпаковский изобрел паровую форсунку в результате чего мазут начал применяться в топках как топливо. Затем из мазута стали вырабатывать смазочные масла. А в 1890 г. выдающийся русский инженер Б.Г.Шухов предложил способ расщепления тяжелых углеводородов мазута с целью получения светлых нефтепродуктов, получивший название «термический крекинг».

Около 100 лет бензин оставался опасным и ненужным продуктом. Только изобретение двигателя внутреннего сгорания открыло дорогу его широкому применению.

На рост потребления нефти значительное влияние оказало развитие сначала автомобильной промышленности, несколько позже - морского и речного флота, а затем - авиации.

В настоящее время нефть служит сырьем для производства не только топлив, но также масел, смазок и многих других продуктов: самых различных моющих веществ, спиртов, гербицидов, взрывчатых веществ, медицинских препаратов, серной кислоты, синтетического белка и т.д.

Природный газ, как и нефть, также стал известен человеку очень давно.

Факелы горящих газов на Апшеронском полуострове и в Дагестане на побережье Каспийского моря в начале пашей эры служили маяками для моряков.

В конце XIX века в Баку начали использовать в котельных попутный нефтяной газ, добываемый вместе с нефтью.

Широкое применение природного газа началось лишь в 50-х годах нашего века.

#### 1.4. Современные способы транспортирования нефти, нефтепродуктов и газа

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

##### *Железнодорожный транспорт*

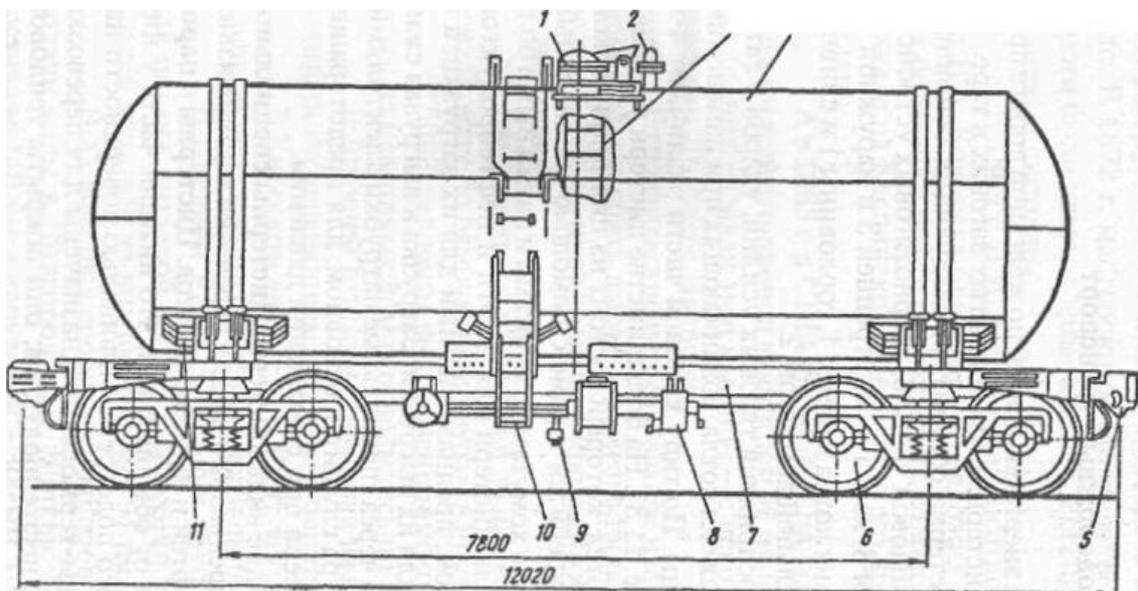
Транспортирование энергоносителей по железной дороге производится в специальных цистернах или в крытых вагонах в таре.

Конструктивно цистерна состоит из следующих основных частей (рисунок 1.1): рамы 7, ходовой части 6, ударнотяговых устройств 5, тормозного оборудования 8, котла 4, внутренней 3 и наружной 10 лестниц, устройств крепления котла к раме 11, горловины 1 и сливного прибора 9, предохранительной арматуры 2.

Рама служит для восприятия тяговых усилий, ударов в автосцепку, а также инерционных сил котла, возникающих при изменении скорости движения цистерны. По типу ходовой части различают 4-х и 8-ми осные цистерны (рисунок 1.2). На большинстве цистерн устанавливается бессекционный котел, который состоит из цилиндрической части и двух днищ. Котел крепится к раме с помощью специальных болтов, а по краям - четырьмя хомутами с муфтами и натяжными болтами. В верхней части котла цистерн для нефти и нефтепродуктов смонтирован колпак с люком, предназначенный для их загрузки, а в нижней - сливной прибор для их выгрузки. Загрузка и выгрузка сжиженных газов производится через специальные патрубки с вентилями. Предохранительная арматура служит, в основном, для предотвращения разрушения котла цистерн при повышении давления.

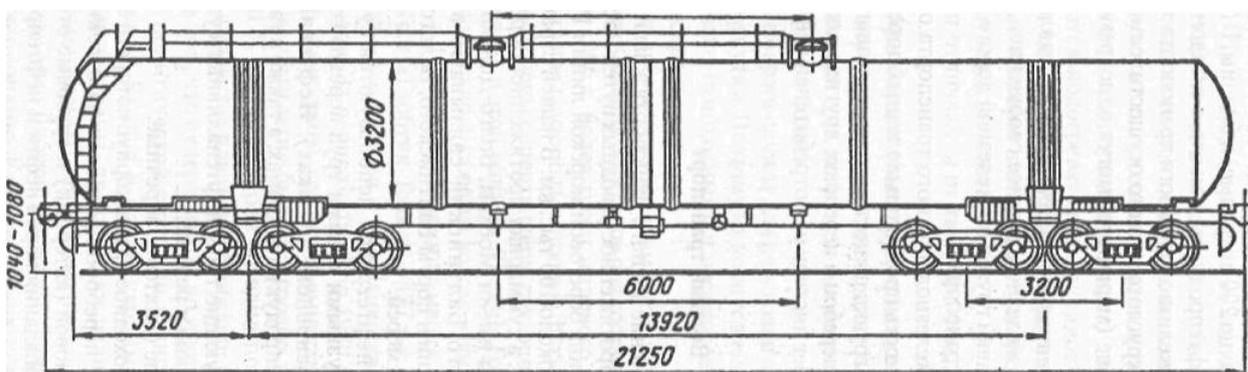
Различают следующие виды цистерн. Цистерны специального назначения в основном предназначены для перевозки высоковязких и высокопарафинистых нефтей и нефтепродуктов, Цистерны с паровой рубашкой отличаются от обычных тем, что нижняя часть у них снабжена системой парового подогрева с площадью поверхности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

Объем котла современных цистерн составляет от 54 до  $162\text{ м}^3$ , диаметр - до 3,2 м.



**Рисунок 1.1. Цистерна для перевозки бензина и светлых нефтепродуктов**

1 - устройство загрузки; 2 - предохранительная арматура; 3 - внутренняя лестница; 4 - котел; 5 - ударно-тяговые приборы; 6 - ходовая часть; 7 - рама; 8 - тормозное оборудование; 9 - устройство выгрузки; 10 - наружная лестница.



**Рисунок 1.2. Восьмиосная цистерна для бензина**

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

Достоинствами железнодорожного транспорта являются:

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

К недостаткам железнодорожного транспорта относятся:

- 1) высокая стоимость прокладки железных дорог;
- 2) увеличение загрузки существующих железных дорог и как следствие - возможные перебои в перевозке других массовых грузов;

3) холостой пробег цистерн от потребителей нефтегрузов к их производителям.

### ***Водный транспорт***

Для перевозки нефтегрузов используются сухогрузные и наливные суда. Сухогрузными судами груз перевозится непосредственно на палубе (в основном, в бочках). Нефтеналивные суда перевозят нефть и нефтепродукты в трюмах, а также в танках (баках), размещенных на палубе.

Различают следующие типы нефтеналивных судов:

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

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

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

Речные танкеры в отличие от морских имеют относительно небольшую грузоподъемность.

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

Морские баржи (лихтеры) обычно служат для перевозок нефти и нефтепродуктов, когда танкеры не могут подойти непосредственно к причалам для погрузки-выгрузки. Их грузоподъемность составляет 10000т и более.

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

Долгое время грузоподъемность танкеров увеличивалась очень медленно. К началу 50-х годов она составляла в среднем 15 тыс. т. Однако уже к 1966г более трети мирового нефтеналивного флота составляли танкеры грузоподъемностью 30тыс.т и выше. В последующем были построены супертанкеры грузоподъемностью свыше 100тыс.т. Лидировала в этой области Япония. Размеры танкеров и их количество продолжали расти до начала 80-х годов. За период с 1976 по 1980гг. было построено 126 супертанкеров со средней грузоподъемностью более 240тыс.т. Более 60% супертанкеров сегодня поставлено на прикол и используется в качестве плавучих хранилищ нефти и воды.

Дело в том, что супертанкеры во многом стали порождением нестабильной политической ситуации в мире, связанной с нападением Израиля на Египет и последующим закрытием Суэцкого канала. Западные страны, практически

целиком зависящие от импорта нефти, вынуждены были спешно начать строить супертанкеры, которые огибали мыс Доброй Надежды, перевозя за рейс сотни тысяч тонн жидкого топлива. Когда же Суэцкий канал был вновь открыт надобность в супертанкерах отпала. С другой стороны, каждый супертанкер представляет собой большую экологическую опасность для окружающей среды. В марте 1967г. у берегов Англии потерпел аварию супертанкер «Торри Кэньон» и в море вылилось 30тыс.т. нефти. Это привело к загрязнению пляжей на протяжении многих километров, гибли водоплавающие птицы, задыхалась рыба. В 1978 г. у берегов Франции сел на камни супертанкер «Амоко Кадис», из которого вытекло 220тыс.т. нефти. Эти аварии нанесли значительный ущерб окружающей среде.

В настоящее время накоплен значительный опыт по перевозке танкерами сжиженных углеводородных газов (СУГ). Дело в том, что многие страны не имеют собственных месторождений газа и отделены морскими бассейнами от стран, где его добыча велика. Морской транспорт сжиженных углеводородных газов широко используется в Англии, Дании, Италии, США, Франции, Японии и других странах.

Первые отечественные танкеры для перевозки сжиженных углеводородных газов под повышенным давлением имели четыре сферических резервуара диаметром 10м и вместимостью по 520м<sup>3</sup>. Дальность плавания каждого из танкеров 18000 км.

Характеристика типов танкеров, применяемых в настоящее время для перевозки сжиженных углеводородных газов, приведена в таблице 1.1.

Таблица 1.1. Типы танкеров для перевозки сжиженных газов

Тип танкера	Танкеры с резервуарами под давлением	Танкеры с теплоизолированными резервуарами под пониженным давлением	Танкеры с теплоизолированными атмосферными резервуарами (изотермические)
Давление СУГ, МПа	1,6	0,3...0,6	0,1
Температура СУГ °С	+45	-5...+5	- 40(пропан) -103(этилен) -163 {метан}

Транспортирование сжиженных углеводородных газов танкерами является одним из наиболее дешевых видов водного транспорта. Новым направлением в организации водных перевозок нефтепродуктов является использование подводных лодок для их доставки в районы Крайнего Севера. В настоящее время нефтепродукты поступают сюда морским и речным транспортом, в танкерах и таре. Однако на отдельных участках Северного морского пути сплошное ледовое покрытие препятствует навигации в течение семи месяцев. Кроме того, потребители нефтепродуктов очень разбросаны, а устойчивая инфраструктура распределения нефтепродуктов отсутствует.

Достоинствами водного транспорта являются:

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

К недостаткам водного транспорта относятся:

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

### ***Автомобильный транспорт***

Автотранспортом можно перевозить все типы углеводородных жидкостей. В нашей стране его применяют для транспортирования нефтепродуктов и сжиженных углеводородных газов.

Автомобильный транспорт используется для завоза нефтегрузов потребителям, удаленным на небольшое расстояние от источников снабжения (наливных пунктов, складов и баз). Например, автотранспортом отгружаются нефтепродукты с нефтебаз в автохозяйства, на автозаправочные станции и сельские склады горючего.

Автоперевозки нефтегрузов осуществляются в таре (нефтепродукты - в бочках, канистрах, бидонах; сжиженные углеводородные газы - в баллонах), а также в автомобильных цистернах.

Автомобильные цистерны классифицируют:

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

В качестве базовых шасси для автомобильных цистерн используют практически все выпускаемые промышленностью грузовые автомобили. Разделение автоцистерн по виду транспортируемого продукта обусловлено существенным различием свойств и недопустимостью даже незначительного их смешивания.

Градация автомобильных цистерн по вместимости соответствует классификации грузовых автомобилей по грузоподъемности.

В марках автоцистерн отражены сведения о типе базового шасси и вместимости цистерны.

Основными элементами автоцистерны для перевозки сжиженных газов являются:

- наружный стальной кожух, внутри которого на 6 вертикальных цепях подвешен латунный сосуд емкостью 2,6м<sup>3</sup>;
- контрольно-измерительные приборы и запорная арматура, которые размещены на задней стенке корпуса в специальном шкафу;
- два испарителя, расположенные по бокам цистерны и предназначенные для создания необходимого давления с целью передавливания жидкости.

Пространство между корпусом и латунным сосудом заполнено тепловой изоляцией.

Достоинствами автомобильного транспорта нефтегрузов являются:

- 1) большая маневренность;
- 2) быстрота доставки;
- 3) возможность завоза грузов в пункты, значительно удаленные от водных путей или железной дороги;
- 4) всесезонность.

К его недостаткам относятся:

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

### ***Трубопроводный транспорт***

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

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

Основными достоинствами трубопроводного транспорта являются:

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

К недостаткам трубопроводного транспорта относятся:

- 1) большие первоначальные затраты на сооружение магистрального трубопровода, что делает целесообразным применение трубопроводов только при больших, стабильных грузопотоках;
- 2) определенные ограничения на количество сортов (типов, марок) энергоносителей, транспортируемых по одному трубопроводу;

3) «жесткость» трассы трубопровода, вследствие чего для организации снабжения энергоносителями новых потребителей нужны дополнительные капиталовложения.

### **1.5. Область применения различных видов транспорта**

Различные виды транспорта энергоносителей применяются как в чистом виде, так и в комбинации друг с другом.

#### ***Транспортировка нефти***

Нефть в нашей стране доставляют всеми видами транспорта (даже автомобильным на коротких расстояниях).

Возможных схем доставки нефти на НПЗ всего пять:

- 1) использование только магистральных нефтепроводов;
- 2) использование только водного транспорта;
- 3) использование только железнодорожного транспорта;
- 4) сочетание трубопроводного транспорта нефти с водным, либо железнодорожным;
- 5) сочетание водного и железнодорожного транспорта друг с другом.

#### ***Транспортировка газа***

В нашей стране практически весь газ транспортируется потребителям по трубопроводам. Исключение составляют сжиженные гомологи метана (этан, пропан, бутан), транспортируемые танкерами, а также в цистернах или баллонах.

#### ***Транспортировка нефтепродуктов***

Перевозки нефтепродуктов в нашей стране осуществляются железнодорожным, речным, морским, автомобильным, трубопроводным, а в ряде случаев и воздушным транспортом. Причем по трубопроводам транспортируют только светлые нефтепродукты (автомобильный бензин, дизельное топливо, авиационный керосин), печное топливо и мазут, а другими видами транспорта перевозят все виды нефтепродуктов.

Возможные схемы доставки нефтепродуктов потребителям следующие.

При использовании трубопроводного транспорта нефтепродукты поступают с НПЗ на головную перекачивающую станцию и далее перекачиваются по магистральному нефтепродуктопроводу (МНПП). В конце МНПП находится крупная нефтебаза откуда нефтепродукты автоцистернами доставляются потребителям. Частичная реализация нефтепродуктов производится и по пути следования МНПП. Для этого производятся периодические сбросы нефтепродуктов на пункты налива железнодорожных цистерн, либо на попутные нефтебазы. Этот способ не имеет ограничений на дальность перевозок.

Другой способ - налив нефтепродуктов в автоцистерны непосредственно на НПЗ и доставка груза в них напрямую потребителям. В этом случае исключаются перегрузка нефтепродуктов с одного вида транспорта на другой, а, следовательно, и их потери при этом. Однако чем больше дальность транспортировки, тем больше нефтепродуктов уходит на собственное потребление автоцистерн. Поэтому автомобильный транспорт применяется

преимущественно при небольшой дальности перевозок.

Два других способа в общем случае в пути предусматривают перевалку с одного вида транспорта на другой (с железнодорожного на водный или наоборот). Перевалка осуществляется с использованием резервуаров перевалочной нефтебазы. В конце пути нефтепродукты поступают на распределительную нефтебазу, с которой они автотранспортом доставляются близлежащим потребителям. Данные способы также не имеют ограничений на расстояние транспортирования. Однако чем выше дальность перевозок, тем больше требуется железнодорожных цистерн танкеров и барж для доставки одного и того же количества нефтепродуктов. Кроме того, при перевалках возникают дополнительные потери грузов.

Таким образом, трубопроводный транспорт нефтепродуктов имеет большие перспективы для своего дальнейшего развития, так как наиболее удобен и допускает наименьшие потери транспортируемых продуктов.

## **ГЛАВА 2. НОРМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ИЗЫСКАНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

### **2.1. 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 (начальный, конечный и промежуточный пункты); 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. Техничко-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. Техничко-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 под строительство, выявления источников снабжения основным сырьем, топливом, 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 детализировочных 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 применяемых 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 главного инженера (главного архитектора) проекта. 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.

## **2.2. Нормы проектирования**

При проектировании объектов транспорта и хранения нефти нефтепродуктов и газа руководствуются действующими нормами проектирования, как общими, относящимися к строительству промышленных предприятий, так и специальными, учитывающими особенности рассматриваемых объектов.

К общим нормам относится и инструкция по разработке проектов и смет для промышленного строительства, которой установлен состав, содержание, порядок разработки, согласования и утверждения проектов и смет. При разработке генеральных планов площадок нефтебаз, газохранилищ, перекачивающих и наливных станций магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов компрессорных станций, а также отдельных

сооружений и установок с учетом требований пожарной безопасности объекта руководствуются строительными нормами и правилами проектирования.

Основные технологические решения объектов транспорта нефти, нефтепродуктов и газа принимаются по соответствующим нормам технологического проектирования. Так, в нормах технологического проектирования и технико-экономических показателях магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов даны указания и рекомендации по целому комплексу вопросов — по рекомендуемым основным параметрам магистральных трубопроводов, режиму работ и расстановке перекачивающих и наливных станций; также приводятся требования к трубопроводам, резервуарным емкостям, наливным устройствам, линейным сооружениям, ремонтному хозяйству и связи. Технико-экономическими показателями кроме основных данных по металлоложениям, капиталовложениям, эксплуатационным расходам определены нормы расхода электроэнергии и штаты обслуживающего персонала. Аналогичные требования и технико-экономические показатели распространяются и на проектирование газопроводов. В основном нормы технологического проектирования ориентируют на прогрессивные методы транспорта нефти, нефтепродуктов и газа с применением механизации и автоматизации, обеспечивающих надежность и экономичность эксплуатации предприятий при одновременном уменьшении трудовых затрат и материалов.

### **2.3. Изыскательские работы**

Инженерным изысканиям обычно предшествует выбор трассы нефтегазовой трубопроводной магистрали и площадок для строительства перекачивающих станций. Трассу или площадку выбирает специальная комиссия, назначаемая министерством или ведомством. В состав комиссии входят представители организаций, в различной мере заинтересованных в строительстве данного предприятия, или представители организаций, чьи интересы затрагиваются как при строительстве, так и в процессе эксплуатации предприятия.

В процессе выбора трассы или площадки производят необходимые рекогносцировочные работы на основе картографического материала, собирают необходимые сведения и принципиальные согласования с местными органами (включая органы пожарного и санитарного надзора) об отводе (отчуждении) участков, источников энергоснабжения, связи, водоснабжения, канализации, а также источников получения местных строительных материалов и т.д. Комиссия составляет акт по выбору трассы или площадки, который утверждается министерством или ведомством-заказчиком вместе с заданием на проектирование.

Основное направление работ инженерных изысканий обуславливается данными, полученными в процессе выбора трассы или площадки и чем полнее были собраны эти данные, тем легче организовать дальнейшие изыскания при минимальном времени и наименьших затратах. В задачу инженерных изысканий входит наиболее детальный сбор и уточнение исходных данных,

необходимых для проектирования, а также для увязки различных вопросов строительства с центральными и местными органами. В объем изысканий для технического проекта входит следующий комплекс работ: экономические изыскания, трассирование, топографо-геодезическая съемка, инженерно-геологические, гидрологические изыскания и метеорологические наблюдения.

Для труднодоступных мест трассы производится аэровизуальное обследование или аэрофотосъемка.

В процессе предварительных изысканий в качестве вспомогательного материала обычно пользуются картами местности в масштабе 1 : 25 000 - 1 : 100 000, которые достаточно хорошо характеризуют ситуацию и рельеф местности. В результате окончательных изысканий при камеральной обработке уточняют план, ситуацию и продольный профиль утвержденного направления трассы или план земельного участка, отведенного под строительство предприятия. На трассе трубопровода, обычно шириной 100 м, показывают всю необходимую при проектировании ситуацию природных и других условий, например: леса, луга, пашни, реки, болота, населенные пункты, дороги, линии электропередачи, связи и др.

Горизонтальный масштаб профиля трассы принимается в зависимости от длины трубопровода, т.е. от 1:1000 000 до 1:5000000, а вертикальный берется от 1:10000 до 5:10000 в зависимости от разности отметок.

Профиль трассы трубопровода является основным графическим материалом, при помощи которого определяют расстояния между перекачивающими станциями, выявляются перевальные, наиболее возвышенные точки трассы, а также глубокие впадины. Чертеж профиля трассы для гидравлического расчета вычерчивают таким образом, чтобы масштаб геодезических отметок по высоте (вертикальный масштаб) был крупнее масштаба по длине (горизонтальный масштаб), в результате чего нагляднее проявляются изменения профиля — возвышенности и впадины. Такой профиль называется сжатым. В процессе проектирования на указанный профиль наносят расположение перекачивающих станций и эпюры расчетных давлений по трубопроводу.

Генпланы компрессорной и насосной станций составляют в пределах отведенного участка, закрепленного знаками и документально оформленного местными органами управления.

Топогеодезическую съемку участка обычно производят с учетом разбивки на плане строительной сетки через 100м и нанесения горизонталей через 0,5м. Масштаб плана участка принимают 1:1000 и 1:2000 в зависимости от рельефа и площади участка. Необходимую площадь участка определяют с учетом действующих норм противопожарных разрывов между сооружениями и установками и особенностей их эксплуатации.

При инженерно-геологических изысканиях производят проходку разведочных выработок по окончательно выбранной трассе, контрольные обследования сложных участков и переходов, определение глубины промерзания грунтов, лабораторные анализы грунтов, подземных вод и определяют коррозионную и агрессивную активность грунтов. Глубину

выработок обычно принимают 3 - 5 м, а для отдельных сложных участков и на переходах болот и водных преград ее увеличивают до 10 - 15 м.

Гидрогеологические изыскания включают в себя установление уровня высоких вод в местах переходов трубопроводов через водные препятствия, продолжительность их стояния на пересекаемых болотах, выявление допустимых нагрузок на поверхности болота для определения проходимости механизированных колонн, а также возможности осушения болот и площади водосброса в створах переходов.

При проектировании требуется еще целый ряд сведений по строительным площадкам, которые определяются требованиями общей инструкции по инженерным изысканиям для промышленного строительства. В частности, собирают данные метеорологических наблюдений, определяют температурный режим грунтов на различных расстояниях от поверхности до глубины промерзания, которые необходимы для расчета и определения глубины укладки трубопровода. Устанавливают возможность получения электроэнергии, протяженность линии электропередачи, положение подстанций и их основные параметры, выявляют данные о местном топливе, условия водоснабжения и канализации.

#### **2.4. Проектирование и авторский надзор**

Нормативно-техническая база систем проектирования для выполнения проектных и изыскательских работ обычно между заказчиком и подрядчиком-проектировщиком заключается соответствующий договор, по которому подрядчик обязуется по заданию заказчика разработать техническую документацию и выполнить требуемые изыскательские работы, а заказчик обязуется принять и оплатить эти работы.

В тех случаях, когда строительство ведется методом «под ключ», проектно-строительной организацией заключается один комплексный договор подряда, в котором предусмотрены к выполнению все виды деятельности: проектирование, выполнение строительно-монтажных работ, комплектация строительства требуемым оборудованием и ввод в эксплуатацию.

Задание на проектирование и исходные данные, необходимые для составления технической документации, заказчик должен до начала работ по договору передать подрядчику. Одновременно с ним передаются другие материалы: обоснование инвестиций строительства объекта, отвод земельного участка.

Эти документы должны соответствовать требованиям СНиП.

Договор подряда на выполнение проектных и изыскательских работ должен состоять из разделов:

- предмет договора;
- состав и содержание проектно-сметной документации;
- срок действия договора;
- сроки разработки и этапы выдачи документации;
- цена;
- размеры надбавок и скидок к договорной цене;

- порядок сдачи и приемки документации;
- ответственность сторон за нарушение условий договора.

Создание объекта строительства (магистрального трубопровода) осуществляется в непрерывном инвестиционном процессе с момента возникновения идеи (замысла) до сдачи объекта в эксплуатацию. Неотъемлемой частью этого процесса являются проектные работы. Схема их организации приведена на рисунке 1.3.

Началу проектных работ предшествуют *предварительные изыскания и исследования*. В ходе них должны быть собраны сведения о ранее выполненных инженерных изысканиях и исследованиях, данные об осложнениях, наблюдавшихся в районе строительства трубопровода (природные и техногенные аварийные ситуации).

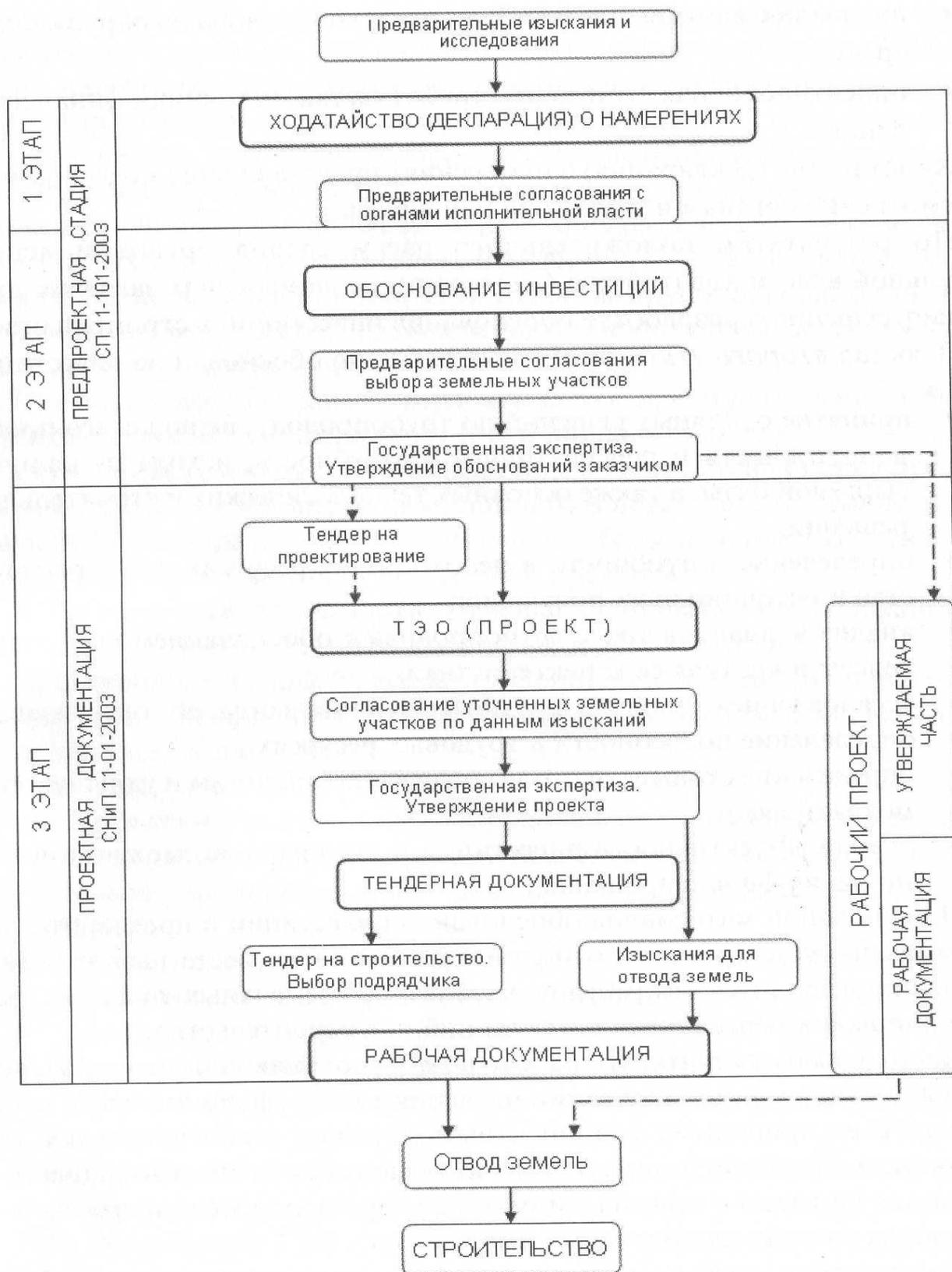
*Первый* этап работ начинается с разработки ходатайства (декларации) о намерениях, которое составляется заказчиком или по его поручению проектной организацией на договорной основе в соответствии с требованиями СП 11-101-2003.

Ходатайство (декларация) о намерениях разрабатывается на основании:

- рекомендаций, принятых в схемах развития трубопроводного транспорта на ближайшую перспективу;
- материалов предварительных исследований и изучения перспективной потребности и мощности сырьевой базы нефти с учетом разведанных и утвержденных запасов;
- возможности сбыта на внутреннем и внешнем рынке.

В ходатайстве (декларации) о намерениях должны содержаться:

- наименования инвестора и заказчика;
- наименование трубопровода, его производительность;
- предполагаемые сроки строительства и ввода в эксплуатацию;
- намечаемая трасса трубопровода (по материалам изучения топографических карт);
- местоположение начального и конечного пунктов трубопровода;
- предполагаемое местоположение промежуточных перекачивающих станций и наливных пунктов;
- ориентировочная потребность в земельных, водных и энергетических ресурсах;
- ориентировочная потребность в трубах и других материалах для строительства;
- примерная численность рабочих и служащих;
- возможное влияние проектируемого трубопровода на окружающую среду;
- ориентировочная стоимость строительства, источники финансирования.



**Рисунок 1.3. Схема организации проектных работ**

Ходатайство (декларация) о намерениях представляется заказчиком на рассмотрение органам исполнительной власти. По результатам положительного рассмотрения органами исполнительной власти ходатайства (декларации) о намерениях заказчик принимает решение о разработке обоснования инвестиций в строительство.

В состав *второго этапа* проектных работ по обоснованию инвестиций входят:

- принятие основных решений по трубопроводу, включая его производительность и перспективную потребность, исходя из наличия сырьевой базы, а также основных технологических и строительных решений;
- определение потребности в необходимых ресурсах для строительства и источников их получения;
- анализ вариантов трасс трубопровода с обоснованием выбранной трассы и краткая ее характеристика;
- установление сроков и очередности строительства, его организации;
- определение потребности в трудовых ресурсах;
- определение стоимости строительства (по аналогам и укрупненным показателям);
- оценка эффективности инвестиций и уточнение возможных источников их финансирования.

На основании материалов обоснования инвестиций и предварительно согласованного с органами исполнительной власти места расположения трассы производится оформление акта выбора земельных участков трассы и площадок перекачивающих станций под строительство.

Необходимо отметить, что работа по обоснованию инвестиций выполняется, в основном, на основании изучения топографических карт, а также карт-схем природных компонентов (почвенных, геоботанических, геологических, животного мира и др.). Полевые технические изыскания производятся при этом в минимальном объеме при прохождении трассы нефтепровода в особо сложных условиях.

На *третьем этапе* проектных работ осуществляется разработка ТЭО технико-экономического обоснования (проекта) строительства трубопровода. ТЭО является основным проектным документом на строительстве трубопровода. Оно выполняется на основе одобренных обоснований инвестиций в строительство, при наличии утвержденного решения о предварительном согласовании места размещения объекта и материалов инженерных изысканий, собранных на предварительном этапе. Если этих материалов недостаточно, то в ходе разработки проектной документации должен быть выполнен комплекс топографических, инженерно-геологических и гидрогеологических изысканий, а также охранных археологических исследований в зоне строительства трубопровода. Данные работы должны выполняться специализированными подразделениями проектировщика и другими организациями.

Проектная документация разрабатывается преимущественно на конкурсной основе, в том числе через торги подряда (тендер). Следует иметь в

виду, что двойное обозначение стадии (ТЭО и проект), единой по составу и содержанию, принято в целях преемственности действующей законодательной и нормативной базы и совместимости с терминологией, применяемой в зарубежной практике.

В ТЭО (проекте) детализируются решения принятые в обоснованиях, и уточняются основные технико-экономические показатели.

Детализация решений по трассе трубопровода и площадкам перекачивающих станций выполняется, в основном, с использованием данных технических изысканий.

При этом уточняются:

- протяженность трассы трубопровода и ее плановое положение;
- продольный профиль трассы, позволяющий установить окончательное местоположение промежуточных перекачивающих станций;
- створы подводных переходов, переходов железных и автомобильных дорог, их техническая характеристика;
- геологические свойства грунтов;
- ведомость угодий, пересекаемых трассой трубопровода, а также другие данные, позволяющие уточнить решения, заложенные в обоснованиях.

Состав работ ТЭО (проекта) аналогичен перечню, приведенному выше в обосновании инвестиций.

При разработке ТЭО (проекта) помимо детализации технических решений, заложенных в обоснованиях, особое внимание уделяется вопросам:

- обеспечения надежности и экологической безопасности объекта;
- определения затрат на строительство объектов трубопровода и объектов социального и культурно-бытового назначения;
- определения показателей эффективности инвестиций в строительство трубопровода.

В процессе разработки ТЭО (проекта) производятся согласования уточненных по материалам изысканий земельных участков под строительство объектов магистрального трубопровода.

После утверждения и одобрения Государственной экспертизой ТЭО (проекта) может разрабатываться тендерная документация, на основе которой участники торгов готовят свои предложения, после чего на конкурсной основе определяется подрядчик строительства трубопровода и начинается разработка рабочей документации. Проект строительства — это техническая документация, в которую обычно включаются: технико-экономическое обоснование, чертежи, записки и некоторые другие материалы, необходимые для организации и проведения строительства.

На основе утвержденной проектной документации производится изъятие уточненных в результате изысканий земель под строительство трубопровода (для постоянного и временного пользования). Рабочая документация разрабатывается по согласованному с заказчиком графику с учетом установленной утвержденным проектом очередности строительства. Для технически несложных объектов магистральных трубопроводов, строящихся по типовым или унифицированным проектам на основе утвержденных

(одобренных) обоснований инвестиций в строительство, может разрабатываться рабочий проект в составе утвержденной части и рабочей документации. Стадийность исполнения проекта устанавливается заказчиком в задании на проектирование.

## **2.5. Декларация о намерениях, обоснование инвестиций ТЭО (проект)**

Решение о разработке ТЭО (проекта) строительства принимается заказчиком после проведения экспертизы, согласования и утверждения «Обоснования инвестиций». Такому решению заказчика часто предшествует включение предполагаемого объекта в соответствующие инвестиционные программы.

Инструкцией о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений (СНиП 11-01-2003) технико-экономическое обоснование строительства определено в качестве основного проектного документа на строительство объекта. Одновременно этим документом в отечественной практике понятия ТЭО и «проект» приравнены между собой, т.е. введено двойное обозначение стадии, единой по составу и содержанию (таким образом, по мнению разработчиков СНиП становится возможным добиться преемственности действующей законодательной и нормативной баз и совместимости с терминологией, применяемой за рубежом).

Разработка ТЭО выполняется по заданию заказчика проектной организацией, имеющей соответствующую лицензию и достаточный опыт работы. Для выбора оптимального предложения со стороны проектировщика заказчик может провести конкурс (тендер) на разработку ТЭО строительства конкретного объекта.

Основным документом, регламентирующим взаимоотношения между заказчиком и исполнителем-проектировщиком, а также правовые и финансовые отношения, взаимные обязательства и ответственность сторон, является договор на разработку ТЭО. К договору прилагается задание на проектирование, в котором указываются исходные данные, устанавливаются технико-экономические, экологические, социальные и другие требования, которые, по мнению заказчика обязательно должны быть соблюдены при разработке ТЭО. В задании на проектирование должны быть оговорены состав ТЭО и основное содержание его разделов. Рекомендуемый состав технико-экономических обоснований строительства (ТЭО, проект) следующий:

1. Общая пояснительная записка.
2. Генеральный план и транспорт.
3. Технологические решения.
4. Архитектурно-строительные решения.
5. Инженерное оборудование, сети и системы.
6. Организация строительства.
7. Охрана окружающей среды.
8. Охрана труда и техника безопасности.

9. Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны, мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций.

10. Сметная документация.

11. Эффективность инвестиций.

В соответствующих разделах ТЭО следует приводить: спецификации оборудования, составляемые применительно в форме, утвержденной государственными стандартами; исходные требования к разработке конструкторской документации на оборудование индивидуального изготовления, что оговаривается в договоре. В целях подготовки более полных технико-экономических обоснований строительства состав и содержание ТЭО, предусмотренные в СНиП 11-01-2003 можно дополнять следующими разделами (материалами):

- рыночные исследования и анализ сбыта (с использованием материалов «Обоснования инвестиций» и «Бизнес-плана»);

- маркетинговая стратегия (с использованием материалов «Обоснования инвестиций» и «Бизнес-плана»);

- организация транспортировки крупногабаритных и тяжеловесных материалов и оборудования (при необходимости);

- оценка риска инвестиций, мероприятия по его профилактике и минимизации возможных потерь (с использованием материалов «Обоснования инвестиций» и «Бизнес-плана»);

- обоснование разработки специальных технических условий на строительство (для особо сложных и уникальных объектов или условий их освоения (разработки) и строительства);

- выводы и предложения.

Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны и мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций должны проектироваться комплексно и дополнять друг друга. Данный раздел должен включать комплекс мер и технических решений (планировочных, объемно-планировочных, конструктивных), направленных на предупреждение, предотвращение или максимально возможное снижение интенсивности негативного воздействия процессов, возникающих при чрезвычайных ситуациях, в том числе при эксплуатационно-технологических отказах, и обеспечивающих защиту производственных фондов и персонала, а также близлежащих территорий и проживающего на них населения. В то же время оценка возможности возникновения ситуаций и решения по их предотвращению рекомендуется рассматривать в разделе «Технологические решения».

Разрабатываемые в разделе «Охрана окружающей среды» для конкретного объекта «Оценка воздействия объекта на окружающую среду» (ОВОС) в полном объеме должны содержать описание возможных негативных последствий на окружающую среду, а также все сведения, позволяющие оценить, как и насколько выполняются санитарные правила, имеют ли место превышения допустимых норм по радиационному, химическому и другим

видам воздействий на окружающую среду и население, какие предусмотрены компенсирующие меры.

Решение о разработке рабочей документации принимается заказчиком после проведения экспертизы, согласования и утверждения ТЭО.

## **2.6. Порядок разработки и согласования задания на проектирование**

Разработка рабочей документации выполняется по заданию заказчика проектной организацией, имеющей соответствующую лицензию и достаточный опыт работы. Выбор проектной организации может быть проведен по результатам конкурса на выполнение проектных (проектно-изыскательских) работ. Преимущества в получении заказа на научно-исследовательские работы (НИР) должны иметь проектные инвесторы, имеющие сертификат на систему обеспечения качеством продукции.

В случае привлечения для разработки рабочей документации проектной организации, не являющейся разработчиком ТЭО (проекта), рабочего проекта (утверждаемой части), или в случае отступления от решений, принятых в них, выдается задание на разработку рабочей документации. В этом случае неотъемлемой частью договора на разработку рабочей документации является задание, которое составляется исходя из конкретных условий по произвольной форме. Задание составляется с привлечением проектной организации. При составлении задания оговаривается перечень необходимых исходных данных. Заказчик выдает проектировщику следующие исходные материалы:

- обоснование инвестиций данного объекта с заключением экспертизы;
- решение местного органа исполнительной власти о согласовании места размещения объекта;
- архитектурно-планировочное задание;
- акт выбора земельного участка (трассы) для строительства и прилагаемые к нему материалы;
- материалы инженерно-геологических и гидрологических изысканий;
- технические условия на присоединение к внешним инженерным сетям и коммуникациям;
- оценочные акты и решения органов местной администрации о сносе и характере компенсации за сносимые здания и сооружения;
- сведения о фондовом состоянии окружающей природной среды;
- другие материалы.

Рекомендуемый состав задания на проектирование объектов производственного назначения, приведенный в СНиП 11-01-2003, включает:

- основание для проектирования;
- вид строительства;
- стадийность проектирования;
- требования по вариантной и конкурсной разработке;
- особые условия строительства;
- основные технико-экономические показатели объекта, в том числе мощность, производительность, производственная программа;

- требования к качеству конкурентоспособности и экологическим параметрам продукции;
- требования к технологии, режиму предприятия;
- требования к архитектурно-строительным, объемно-планировочным и конструктивным решениям;
- выделение очередей и пусковых комплексов, требования по перспективному расширению предприятия;
- требования и условия к разработке природоохранных мер и мероприятий;
- требования к режиму безопасности и гигиене труда;
- требования по ассимиляции производства;
- требования по разработке инженерно-технических мероприятий гражданской обороны и мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций;
- требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ;
- состав демонстрационных материалов.

## **2.7. Управление проектированием**

Управление проектированием производится в соответствии с требованиями, регламентированными ГОСТ, которые включают:

*Общие положения.* Поставщик должен разработать и поддерживать в рабочем состоянии документированные процедуры управления проектированием продукции и его проверки с целью обеспечения выполнения установленных требований.

*Планирование проектирования и разработки.* Поставщик должен подготовить планы по проектированию и разработке. В этих планах должны быть приведены виды деятельности или ссылки на них и определена ответственность за их осуществление. Проектирование и разработку проводит квалифицированный персонал, имеющий в своем распоряжении соответствующие средства. По мере развития проекта планы должны актуализироваться.

*Организационно-техническое взаимодействие.* Между различными группами, которые вносят свой вклад в процесс проектирования, должно быть установлено организационно-техническое взаимодействие. Необходимую информацию следует документировать, передавать и регулярно анализировать.

*Входные проектные данные.* Входные проектные требования к продукции, включая применяемые установленные законодательные и регламентирующие требования, должны быть определены, документально оформлены, а их выбор проанализирован поставщиком на соответствие. Неполные, двусмысленные или противоречивые требования должны быть предметом урегулирования с лицами, ответственными за их предъявление. Во входных проектных данных должны учитываться результаты любых видов деятельности по анализу контракта.

*Выходные проектные данные.* Выходные проектные данные должны быть документально оформлены и выражены так, чтобы их можно было проверить и

подтвердить относительно входных проектных требований. Выходные проектные данные должны:

- отвечать входным проектным требованиям;
- содержать критерии приемки или ссылки на них;
- идентифицировать те характеристики проекта, которые являются критическими для безопасного и надлежащего функционирования продукции (например, требования, относящиеся к эксплуатации, хранению, погрузочно-разгрузочным работам, техническому обслуживанию и утилизации).

Документы, содержащие выходные проектные данные, должны быть проанализированы до их выпуска.

*Анализ проекта.* На соответствующих стадиях проектирования следует планировать и проводить официальный, документально оформленный анализ результатов проектирования. В состав участников каждого анализа проекта должны быть включены представители всех служб, заинтересованных в анализируемой стадии проектирования, а также другие специалисты по мере необходимости. Данные этих анализов должны быть зарегистрированы.

*Проверка проекта.* На соответствующих стадиях проектирования следует проводить проверку соответствия выходных данных входным требованиям. Меры по проверке проекта необходимо регистрировать на любом бумажном или электронном носителе. Если это оговорено в контракте, зарегистрированные данные о качестве должны предоставляться потребителю или его представителю на предмет оценки на согласованный период времени. В дополнение к проведению анализа проекта проверка его может включать следующие виды деятельности:

- выполнение альтернативных расчетов;
- сопоставление нового проекта с аналогичным проектом, уже проверенным на практике, если такой имеется в наличии;
- проведение испытаний и подтверждение их результатов;
- анализ документов по проверяемым стадиям проектирования до их выпуска.

*Утверждение проекта.* Утверждение проекта должно проводиться с целью обеспечения соответствия продукции определенным запросам и (или) требованиям пользователя:

- проект утверждают после успешной проверки проекта;
- утверждение обычно проводится с учетом определенных условий эксплуатации;
- утверждение обычно проводят по конечной продукции, но оно может быть необходимо на более ранних стадиях до завершения разработки продукции;
- если продукция имеет несколько преднамеренных назначений, утверждения могут осуществляться многократно.

*Изменения проекта.* Все изменения и модификации проекта должны быть идентифицированы, документально оформлены, проанализированы и утверждены уполномоченным персоналом до их реализации.

## 2.8. Стадийность проектирования

В соответствии с ГОСТ «Основные требования к проектной и рабочей документации» рекомендуется следующий состав документации на типовые строительные конструкции, изделия и узлы:

*пояснительную записку*, содержащую: исходные данные для проектирования, краткие сведения об имеющемся опыте проектирования, изготовления и применения аналогичных конструкций, изделий и узлов; расчетные схемы и положения, величины и сочетания расчетных нагрузок и их обоснование; краткую характеристику и показатели вариантов конструктивных решений и обоснование принятого варианта; номенклатуру конструкций и изделий (с указанием основных размеров, массы, расхода материалов) и область применения; схемы расположения изделий в конструкциях и узлах зданий и сооружений, таблицы (ключи) подбора элементов и применения конструкций, изделий и узлов; краткое описание способов изготовления, складирования, транспортирования и монтажа конструкций и изделий, защиты их и узлов от коррозии, обеспечения огнестойкости; указания по разработке технических условий; основные технико-экономические показатели (в том числе по трудоемкости изготовления и монтажа) в сопоставлении с показателями аналогов;

*основные чертежи*: схемы расположения и чертежи общих видов конструкций, изделий и узлов, их основных частей, узлов сопряжения, а также другие чертежи, кроме сборочных, необходимые для оценки принятых решений;

*рабочую документацию* с указаниями по разработке технических условий; *каталожный лист* по установленной форме.

При наличии государственных стандартов вида технических условий (общих технических условий) указания по разработке технических условий в состав документации не включают. Проектную документацию, предназначенную для утверждения (стадия-проект, утверждаемая часть рабочего проекта), комплектуют в тома, как правило, по отдельным разделам, предусмотренным строительными нормами и правилами. Каждый том нумеруют арабскими цифрами.

### *Экспертиза проекта*

Проекты строительства до их утверждения подлежат государственной экспертизе независимо от источников финансирования, форм собственности и принадлежности объектов. Государственная экспертиза является обязательным этапом инвестиционного процесса в строительстве и проводится в целях предотвращения строительства объектов, создание и использование которых не отвечает требованиям государственных норм и правил или наносит ущерб охраняемым законом правам и интересам граждан, юридических лиц и государства, а также в целях контроля за соблюдением социально-экономической и природоохранной политики. Заключение государственной экспертизы является обязательным Документом для исполнения заказчиками, подрядными, проектными и другими заинтересованными организациями. Проекты строительства представляются заказчиком в государственный

экспертный орган, осуществляющий комплексную экспертизу, в объеме, предусмотренном действующими нормативными документами на их разработку, вместе с исходной и разрешительной документацией, необходимыми согласованиями и заключением государственной экологической экспертизы (если документация не рассматривается совместно). При экспертизе проектов строительства проверяется:

- соответствие принятых решений обоснованию инвестиций в строительство объекта, другим предпроектным материалам, заданию на проектирование, а также исходным данным, техническим условиям и требованиям, выданным заинтересованными организациями и органами государственного надзора при согласовании места размещения объекта;

- наличие необходимых согласований проекта с заинтересованными организациями и органами государственного надзора;

- хозяйственная необходимость и экономическая целесообразность намечаемого строительства, исходя из социальной потребности в результатах функционирования запроектированного объекта, конкурентоспособности его продукции (услуг) на внутреннем и внешнем рынках, наличия природных и иных ресурсов;

- выбор площадки (трассы) строительства с учетом градостроительных инженерно-геологических, экологических и других факторов и согласований местных органов управления в части землепользования развития социальной и производственной инфраструктуры территорий, результатов сравнительного анализа вариантов размещения площадки (трассы);

- обоснованность определения мощности (вместимости, пропускной способности) объекта, исходя из принятых проектных решений, обеспечения сырьем, топливно-энергетическими и другими ресурсами потребности в выпускаемой продукции или представляемых услугах;

- достаточность и эффективность технических решений и мероприятий по охране окружающей природной среды, предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий;

- обеспечение безопасности эксплуатации предприятий, зданий и сооружений и соблюдение норм и правил взрывопожарной и пожарной безопасности;

- соблюдение норм и правил по охране труда, технике безопасности и санитарным требованиям;

- достаточность инженерно-технических мероприятий по защите населения и устойчивости функционирования объектов в чрезвычайных ситуациях мирного и военного времени;

- наличие проектных решений по обеспечению условий жизнедеятельности маломобильных групп населения;

- оценка технического уровня намечаемого к строительству (реконструкции предприятия (производства), его материалов и энергоемкости;

- обоснованность применяемой технологии производства на основе сравнения возможных вариантов технологических процессов и схем, выбор основного технологического оборудования;

- достаточность и эффективность технических решений энергосбережению;
- оптимальность принятых решений по инженерному обеспечению, возможность и целесообразность использования автономных систем и вторичных энергоресурсов;
- наличие безотходного (малоотходного) производства на базе полного и комплексного использования сырья и отходов;
- обоснованность и надежность строительных решений (особенно сооружение объекта в сложных инженерно-геологических условиях);
- оптимальность решений по генеральному плану, их взаимоувязка с утвержденной градостроительной документацией, рациональность решений по плотности застройки территории и протяженности инженерных коммуникаций;
- обоснованность принятых объемно-планировочных решений и габаритов зданий и сооружений, исходя из необходимости их рационального использования для размещения производств и создания благоприятных санитарно-гигиенических и других безопасных условий работающим;
- оценка проектных решений по организации строительства;
- достоверность определения стоимости строительства;
- оценка эффективности инвестиций в строительство объекта и условий его реализации.

При проведении комплексной экспертизы проектов строительства несколькими экспертными органами предпочтительной формой ее организации является совместное рассмотрение проектной документации. Для проведения экспертизы проектной документации на строительство крупных и сложных объектов могут образовываться экспертные комиссии с участием всех заинтересованных экспертиз. По результатам экспертизы составляется заключение. Экспертный орган, осуществляющий комплексную экспертизу, подготавливает сводное экспертное заключение по проекту строительства в целом с учетом заключений государственных экспертиз, принимавших участие в рассмотрении проекта. При выявлении в результате экспертизы грубых нарушений нормативных требований, которые могут повлечь за собой снижение или потерю прочности и устойчивости зданий и сооружений или создать иные аварийные ситуации экспертным органом вносится предложение о применении в установленном порядке к организациям разработчикам проектной документации штрафных санкций или приостановлении (аннулировании) действия выданных им лицензий. Заключение утверждается руководителем экспертного органа и направляется заказчику или в утверждающую проект инстанцию. С учетом оценки качества проекта строительства в целом и внесенных в процессе экспертизы изменений и дополнений проект рекомендуется к утверждению (приводятся рекомендуемые к утверждению технико-экономические показатели, состав которых определяется в зависимости от отраслевой специфики и видов строительства), отклоняется или возвращается на доработку.

## **2.9. Участники инвестиционно-строительного проекта и особенности взаимоотношения с ними**

После завершения проектной подготовки строительства и выбора генерального подрядчика (на условиях конкурсного отбора) заказчик заключает с подрядчиком договор подряда, согласно которому подрядчик обязуется в установленный срок по заданию заказчика построить конкретный объект либо выполнить определенные объемы работ, а заказчик обязуется создать подрядчику необходимые условия для выполнения работ, принять их результат и оплатить обусловленную сумму. Подрядчик и заказчик на стадии подписания договора подряда определяют, какая из сторон и в какой срок должна предоставить соответствующую документацию. Как правило, ответственность за подготовку всей проектно-сметной документации, за исключением проектов производства работ, документов, связанных с непосредственным выполнением работ и сдачей объекта в эксплуатацию, берет на себя заказчик (за исключением случаев строительства объектов «под ключ»). На этом же этапе согласовывается состав оборудования и материалов, поставляемых заказчиком, сроки и условия их поставки. До начала производства работ на строительстве заказчик должен оформить и передать подрядчику разрешение на производство строительно-монтажных работ, получаемое в соответствующих службах местной администрации.

Заказчик, как правило, передает подрядчику рабочие чертежи в установленные сроки с разрешением к производству работ. Разрешение оформляется на рабочих чертежах соответствующим штампом технического надзора заказчика. Отступление от рабочих чертежей при проведении строительно-монтажных работ согласовывается заказчиком с проектировщиком. Изменения в технической документации не должны вызывать выполнения дополнительных объемов работ, не оговоренных договором.

К началу выполнения строительно-монтажных работ заказчик заключает договор с разработчиками проектной документации на ведение авторского надзора на строительстве объекта и создает необходимые условия для его работы. До начала основных строительно-монтажных работ подрядчиком обеспечивается подготовка строительного производства, включающая организационные подготовительные мероприятия, вне- и внутриплощадочные подготовительные работы. При подготовке к проведению строительно-монтажных работ необходимо:

- разработать проекты производства работ, передать и принять закрепленные на местности знаки геодезической разбивки по частям зданий (сооружений) и видам работ;
- согласовывать проект производства работ с заказчиком и утвердить его подрядной организацией;
- разработать и осуществить мероприятия по организации труда и обеспечению строительных бригад картами трудовых процессов;
- организовать инструментальное хозяйство для обеспечения бригад необходимыми средствами малой механизации, инструментом, средствами

измерений и контроля, средствами подмещения, ограждениями и монтажной оснасткой в составе и количестве, предусмотренными нормокомплектами;

- оборудовать площадки и стенды укрупнительной и конвейерной сборки конструкций;

- создать необходимый запас строительных конструкций, материалов и готовых изделий;

- поставить или перебазировать на рабочее место строительные машины и передвижные (мобильные) механизированные установки.

При подготовке строительной организации к строительству объектов должна разрабатываться, как правило, документация по организации работ на годовую или двухлетнюю программу с увязкой по срокам строительства и обеспечению трудовыми и материально-техническими ресурсами всех объектов.

Завершение подготовительных работ должно фиксироваться в общем журнале работ. Исходя из условий и сроков выполнения работ, принятых по договору подряда, подрядчиком организуется подготовка и подборка соответствующей производственной документации, которая может быть востребована при строительстве и в состав которой включается:

- комплексный сетевой или линейный график производства работ, в котором устанавливаются последовательность и сроки выполнения работ, а также определяются потребность в трудовых ресурсах и сроки поставки всех видов оборудования;

- строительный генеральный план с расположением приобъектных постоянных и временных транспортных путей, пешеходных дорог и переходов, сетей водоснабжения, канализации, электроснабжения, теплоснабжения, административно-хозяйственной и диспетчерской связи, монтажных кранов, механизированных установок складов, временных инвентарных зданий, сооружений и устройств, используемых для нужд строительства;

- график поступления на объект строительных конструкций, деталей, полуфабрикатов, материалов и оборудования с приложением комплектов очных ведомостей (или унифицированная документация по производственно-технологической комплектации при наличии в составе генподрядной строительной организации службы производственно-технологической комплектации): для магистральных трубопроводов и линий электропередач — транспортные схемы доставки материально-технических ресурсов с расположением промежуточных складов и временных подъездных дорог; графики потребности в рабочих кадрах; графики потребности в основных строительных машинах и механизмах;

- технологические карты на сложные строительные-монтажные работы;

- типовые технологические карты, привязанные к объекту и условиям строительства, по видам работ;

- схемы размещения знаков для выполнения геодезических построений и геодезического контроля за положением конструкций;

- комплект рабочей документации, принятый генеральной подрядной организацией от заказчика с отметкой заказчика «К производству работ» с

согласованием эксплуатирующей организацией и организаций, чьи интересы затрагиваются строительством объекта;

- комплект сметной документации, соответствующий рабочей документации;

- комплект документации для осуществления и оценки качества строительно-монтажных и специальных работ (допуски, схемы операционного контроля качества и др.);

- перечень мероприятий по обеспечению бригад необходимыми материалами, инструментом, оснасткой, приспособлениями, механизмами и машинами;

- пояснительная записка, содержащая: обоснование решений по производству работ, в том числе выполняемых в зимнее время; расчеты потребности в электроэнергии, воде, паре, кислороде, сжатом воздухе; решения по устройству временного электроосвещения строительной площадки и рабочих мест, перечень временных (инвентарных) зданий и сооружений с расчетом потребности и обоснованием условий привязки их к участкам строительства; мероприятия по защите действующих коммуникаций от повреждений;

- нормативные документы, стандарты;

- должностные инструкции по производству отдельных видов работ;

- инструкции по охране труда и технике безопасности;

- документация по аттестации рабочих мест;

- документация для рассмотрения несчастных случаев;

- журналы регистрации проверки знаний правил и норм по охране труда;

- журналы инструктажа по технике безопасности;

- инструкции по испытанию (гидравлическому, пневматическому) оборудования (вхолостую, под нагрузкой);

- сертификаты, технические паспорта или другие документы, удостоверяющие качество материалов, конструкций и деталей, применяемых при производстве строительно-монтажных работ.

Производственная документация при очередной сдаче объекта в эксплуатацию должна отражать в своем составе эти требования. Службе технического надзора заказчика следует осуществлять контроль за ведением подрядчиком, а в установленных случаях принимать участие в оформлении с подрядчиком следующей исполнительной документации:

- общий журнал производства работ;

- специальные журналы по производству отдельных видов работ (гидрологических наблюдений, наблюдений за осадками, забивки свай, погружения шпунта, изготовление буронабивных свай и т.п.);

- журнал ведения авторского надзора проектных организаций;

- материалы освидетельствования качества и приемки промежуточной строительной продукции, в которые входят следующие документы:

- акты освидетельствования скрытых работ;

- акты промежуточной приемки отдельных конструкций;

- акты индивидуального испытания оборудования;

- акты испытания технологических и магистральных трубопроводов;
- акты испытания внутренних систем холодного и горячего водоснабжения;
- акты испытания канализации;
- акты испытания систем газоснабжения;
- акты испытания систем отопления и вентиляции;
- акты испытания наружных сетей водо- теплоснабжения и дренажных устройств;
- акты испытания внутренних и наружных электросетей и электроустановок;
- акты испытания устройств телефонизации, радиофикации, сигнализации и автоматизации;
- акты испытания устройств, обеспечивающих взрывоопасность, пожаробезопасность и молниезащиту;
- акты и журналы технологического и транспортного оборудования, а также технологических трубопроводов и продуктопроводов;
- акты испытаний резервуаров и сосудов высокого давления и т.п.;
- материалы обследования и проверок в процессе строительства государственными органами надзора.

Общий журнал работ является основным первичным исполнительным производственным документом, отражающим технологическую последовательность, сроки, качество выполнения и условия производства строительно-монтажных работ, и ведется на строительстве (при расширении) отдельных или группы однотипных, одновременно строящихся зданий (сооружений), расположенных в пределах одной строительной площадки.

Общий журнал работ ведет лицо, ответственное за строительство здания или сооружения (производитель работ, старший производитель работ), и заполняет его с первого дня работы на объекте лично, или поручает руководителям смен. Титульный лист заполняется до начала строительства генеральной подрядной строительной организацией с участием проектной организации и заказчика. В составе общего журнала производства работ приводятся следующие сведения: список инженерно-технического персонала, занятого на строительстве объекта, который составляет руководитель генподрядной строительной организации; перечень актов промежуточной приемки ответственных конструкций и освидетельствования скрытных работ, составленный в календарном порядке; ведомость результатов операционного контроля и оценки качества строительно-монтажных работ, в которую включаются все работы по частям и элементам зданий и сооружений, качество выполнения которых контролируется и подлежит оценке. Специализированные строительно-монтажные организации ведут специальные журналы работ, которые находятся у ответственных лиц, выполняющих эти работы. По окончании работ специальный журнал передается генеральной подрядной строительной организации. Регулярные сведения о производстве работ, которые ведутся с самого начала до их завершения, являются основной частью журнала. Эта часть журнала должна содержать сведения о начале и окончании работы и отражать ход ее выполнения. Описание работ должно проводиться по

конструктивным элементам здания или сооружения с указанием осей, рядов, отметок, этажей, ярусов, секций и помещений, где работы выполнялись. Здесь же должны приводиться краткие сведения о методах производства работ, применяемых материалах, готовых изделиях и конструкциях, вынужденных простоях строительных машин (с указанием принятых мер), испытаниях оборудования, систем, сетей и устройств (опробование вхолостую или под нагрузкой, подача электроэнергии, испытания на прочность и герметичность и др.), отступлениях от рабочих чертежей (с указанием причин) и их согласовании, изменении расположения охранных, защитных и сигнальных ограждений, переносе транспортных и пожарных проездов, прокладке, перекладке и разборке временных инженерных сетей, наличии и выполнении схем операционного контроля качества, исправлениях или переделках выполненных работ (с указанием виновных), а также о метеорологических и других особых условиях производства работ; сведения о замечаниях контролирующих лиц. В таблицу вносятся замечания лиц, контролирующих производство и безопасность работ в соответствии с предоставленными им правами, а также уполномоченных представителей проектной организации или ее авторского надзора.

Все журналы должны быть пронумерованы, прошнурованы, оформлены всеми подписями на титульном листе и скреплены печатями строительной организации, его выдавшей. При сдаче законченного строительством объекта в эксплуатацию общих и специальные журналы работ предъявляются рабочей комиссии, и после приемки объекта передаются на постоянное хранение заказчику или по поручению заказчика эксплуатационной организации. Традиционно задачей системы контроля качества строительства является обеспечение высокого уровня качества всех видов основных и подготовительных работ, соответствующего требованиям всех нормативных актов, инструкций и документам контракта. Система строится таким образом, чтобы не допустить попадания на строящийся объект некачественных материалов и оборудования, обеспечить контроль качественного выполнения всех видов работ и своевременного устранения возможных дефектов. В соответствии со СНиП для обеспечения качества строительных работ выполняется производственный контроль. Производственный контроль качества строительно-монтажных работ должен включать входной контроль рабочей документации, конструкций, изделий, материалов и оборудования, операционный контроль отдельных строительных процессов или производственных операций и приемочный контроль строительно-монтажных работ. При входном контроле рабочей документации должна проводиться проверка ее комплектности и достаточности содержащейся в ней технической информации для производства работ. При входном контроле строительных конструкций, изделий, материалов и оборудования следует проверять внешним осмотром соответствие их требованиям стандартов или других нормативных документов и рабочей документации, а также наличие и содержание паспортов, сертификатов и других сопроводительных документов.

Операционный контроль должен осуществляться в ходе выполнения строительных процессов или производственных операций и обеспечивать своевременное выявление дефектов и принятие мер по их устранению и предупреждению.

При операционном контроле следует проверять соблюдение технологии выполнения строительно-монтажных процессов; соответствие выполняемых работ рабочим чертежам, строительным нормам, правилам и стандартам. Особое внимание следует обращать на выполнение специальтехнологических мероприятий при строительстве на посадочных грунтах, в районах с оползнями и карстовыми явлениями, вечной мерзлоты, а также при строительстве сложных и уникальных объектов. Результаты операционного контроля должны фиксироваться в журнале работ.

Основными документами при операционном контроле являются нормативные документы части, технологические ( типовые технологические карты) и в их составе схемы операционного контроля качества.

Схемы операционного контроля качества, как правило, должны содержать эскизы конструкций с указанием допускаемых отклонений в размерах, перечни операций или процессов, контролируемых производителем работ (мастером) с участием, при необходимости, строительной лаборатории, геодезической и других служб специального контроля, данные о составе, сроках и способах контроля.

При приемочном контроле необходимо проводить проверку и оценку качества выполненных строительно-монтажных работ, а также ответственных конструкций. Скрытые работы подлежат освидетельствованию с составлением актов. Акт освидетельствования скрытых работ должен составляться на завершённый процесс, выполненный самостоятельным подразделением исполнителей.

Освидетельствование скрытых работ и составление акта в случаях, когда последующие работы должны начинаться после перерыва, следует проводить непосредственно перед производством последующих работ. Запрещается выполнение последующих работ при отсутствии актов освидетельствования предшествующих скрытых работ во всех случаях. Ответственные конструкции по мере их готовности подлежат приемке в процессе строительства (с участием представителя проектной организации или авторского надзора) с составлением акта промежуточной приемки этих конструкций.

При возведении сложных и уникальных объектов акты приемки ответственных конструкций и освидетельствования скрытых работ должны составляться с учетом особых указаний и технических условий проекта (рабочего проекта).

## **2.10. Оценка стоимости проекта и анализ риска**

Анализ риска представляет собой структурированный процесс, целью которого является определение как вероятности, так и размеров неблагоприятных последствий исследуемого действия, объекта или системы. В

соответствии с ГОСТ в качестве неблагоприятных последствий рассматривается вред, наносимый людям, имуществу или окружающей среде.

Посредством проведения анализа риска предпринимаются попытки ответить на три основных вопроса:

- что может выйти из строя (идентификация опасности);
- с какой вероятностью это может произойти (анализ частоты);
- каковы последствия этого события (анализ последствий).

Задачей управления рисками является контроль, предотвращение или сокращение гибели людей, снижение ущерба, урона имуществу и логически вытекающих потерь, а также предотвращение неблагоприятного воздействия на окружающую среду.

Для повышения эффективности управления рисками необходимо проводить предварительный анализ риска, включающий:

- идентификацию риска и определение подходов к решению связанных с ним проблем;
- использование объективной информации при принятии решений;
- удовлетворение регламентированных требований к риску.

Результаты анализа риска могут использоваться специалистом, принимающим решение при оценке допустимости риска, а также при выборе между потенциальными мерами по снижению или устранению риска. С точки зрения специалиста, принимающего решение, к основным достоинствам анализа риска относятся:

- систематическая идентификация потенциальных опасностей;
- систематическая идентификация возможных видов отказов;
- количественные оценки или ранжирование рисков;
- оценка надежности возможных модификаций системы для снижения риска и достижения предпочтительных уровней ее надежности;
- выявление факторов, обуславливающих риск, и слабых звеньев в системе;
- более глубокое понимание устройства и функционирования системы;
- сопоставление риска исследуемой системы с рисками альтернативных систем или технологий;
- идентификация и сопоставление рисков и неопределенностей;
- помощь в установлении приоритетов при совершенствовании санитарных требований и норм;
- формирование базы для рациональной организации профилактического обслуживания, ремонта и контроля;
- обеспечение возможности поставочного расследования и мер по предупреждению аварий;
- возможность выбора мер и приемов по обеспечению снижения риска.

Все эти факторы играют важную роль в эффективном управлении рисками независимо от того, какие задачи рассматриваются (охрана здоровья, безопасность, предотвращение экономических потерь, обеспечение выполнения требований постановлений правительства и т.п.).

Анализ может охватывать такие области специальных знаний, как:

- системный анализ;

- вероятность и статистика;
- химическая технология, машиностроение, электротехника, строительная техника или ядерная техника;
- физические, химические или биологические науки;
- влияние человеческого фактора, эргономика и наука управления.

Общей задачей анализа риска является обоснование решений, касающихся риска. Эти решения могут приниматься как часть более крупного процесса управления рисками посредством сопоставления результатов анализа риска с критериями допустимого риска. Во многих ситуациях возникает необходимость оценивания преимуществ того или иного решения. В целом назначение критериев допустимого риска является достаточно сложной задачей, особенно в социальной, экономической и политической областях.

### **2.11. Управление качеством проекта.**

В проектной организации должна действовать система менеджмента качества (СМК) на основе международных стандартов серии ИСО 9000 в области разработки проектной документации и выполнения инженерных изысканий для нового строительства, реконструкции, технического перевооружения и капитального ремонта объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти. Система менеджмента качества определяет:

- процессы, необходимые для системы менеджмента качества;
- последовательность и взаимодействие этих процессов;
- взаимодействие, участие и ответственность должностных лиц за функционирование системы менеджмента качества;
- структуру документации системы менеджмента качества;
- менеджмент процессов в соответствии с национальным стандартом ГОСТ

Документация системы менеджмента качества разработана с учетом требований национального стандарта, описывает деятельность, осуществляемую персоналом института, и является предметом анализа и постоянного улучшения.

К документации СМК, подлежащей управлению, относятся:

- Политика руководства института в области качества;
- Цели руководства в области качества;
- Руководство по качеству
- документированные процедуры системы менеджмента качества;
- стандарты организации;
- регламенты;
- должностные и рабочие инструкции;
- записи по качеству.

Управление качеством при выполнении проектных работ эффективно при достижении целей, определенных политикой проектной организации:

- использование в разрабатываемых проектах трубопроводного транспорта лучших из имеющихся экологически безопасных технологий;
- сохранение лучших исторических традиций, опыта и профессионализма;

- поддержание устойчивого психологического микроклимата в коллективе, духа взаимопомощи и поддержки; повышение исполнительской дисциплины работников и их заинтересованности в контроле качества проектно-сметной документации на всех стадиях ее выпуска; осознание общих задач и целей, создание коллектива-команды единомышленников;
- непрерывное повышение квалификации персонала в соответствии с передовым мировым опытом;
- постоянное переоснащение института современным оборудованием и программными средствами для непрерывного совершенствования процессов выполнения проектно-изыскательских работ в целях максимально полного удовлетворения требований потребителя;
- изучение, обобщение и применение опыта лучших отечественных и зарубежных проектно-изыскательских фирм; совершенствование организационной структуры управления; проведение работ по анализу рынка проектной и изыскательской продукции;
- преимущественный выбор субподрядных организаций-поставщиков, имеющих сертификат системы управления качеством на основе международных стандартов, с возможностью проведения аудита существующей системы менеджмента качества.

### ГЛАВА 3. ОСНОВНЫЕ СООРУЖЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Под магистральным газопроводом следует понимать комплекс сооружений, предназначенных для транспортировки природного или попутного нефтяного газа от газовых или нефтяных промыслов к потребителям газа (городам, поселкам, промышленным предприятиям и электростанциям).

Длина магистрального газопровода может составлять от десятков до нескольких тысяч километров. Большинство газопроводов, сооруженных с 1958 г., имеет диаметр труб от 720 до 1220 мм.

При увеличении диаметра труб наряду со значительным увеличением производительности транспортировки газа играет большую роль экономия металла, снижаются затраты на строительство и эксплуатацию газопроводов. В связи с этим для сооружения системы газопроводов Западная Сибирь — Центр будут применены трубы диаметром до 2500 мм, а производительность этой системы будет измеряться сотнями миллиардов кубических метров в год.

Газ по газопроводу движется либо при помощи пластового давления, либо при помощи компрессорных станций, расположенных вдоль газопровода. Расстояния, на которых должны располагаться компрессорные станции, определяются гидравлическим расчетом.

Магистральный газопровод представляет собой сложное инженерное сооружение в состав которого входят:

- 1) головные сооружения;
- 2) стальной трубопровод с ответвлениями, запорной арматурой и линейными сооружениями;
- 3) компрессорные станции (КС);
- 4) газораспределительные станции (ГРС);
- 5) дома линейных ремонтников и аварийно-ремонтные пункты (АРП);
- 6) устройства линейной и станционной связи;
- 7) устройства катодной, протекторной и дренажной защиты;
- 8) подземные хранилища газа (ПХГ);
- 9) вспомогательные сооружения.

#### *Головные сооружения*

Головные сооружения располагаются вблизи газовых промыслов и в своем составе имеют установки по очистке, осушке и одоризации газов.

#### *Магистральный газопровод*

После головных сооружений очищенный и осушенный газ поступает в магистральный газопровод. Магистральный газопровод может быть постоянного и переменного диаметра. В некоторых случаях он состоит из двух или нескольких газопроводов, уложенных параллельно по одной трассе.

В зависимости от рабочего давления устанавливают три класса магистральных газопроводов: 1) высокого давления при рабочем давлении выше 25 кг/см<sup>2</sup>; 2) среднего давления при рабочем давлении выше 12 до 25 кг/см<sup>2</sup> включительно; 3) низкого давления при рабочем давлении до 12 кг/см<sup>2</sup> включительно.

В настоящее время максимально допустимое рабочее давление в магистральных газопроводах  $55 \text{ кГ/см}^2$ .

Однако анализ зависимости относительно стоимости строительства линейной части магистральных газопроводов от рабочего давления показал, что значительное снижение удельных затрат на линейную часть магистрального газопровода (при постоянном его диаметре) может быть достигнуто при повышении в нем давления до  $75\text{—}100 \text{ кГ/см}^2$ . В соответствии с этим принято решение увеличить пропускную способность магистральных газопроводов путем повышения рабочего давления в них до  $75 \text{ кГ/см}^2$ . Этим же решением предусматривается выпуск высокопрочных труб, запорной арматуры и центробежных нагнетателей, обеспечивающих рабочее давление в  $75 \text{ кГ/см}^2$ .

Для отключения отдельных участков газопровода на магистральном газопроводе предусматривается установка отключающей арматуры, на расстоянии не более чем через 25 км.

Кроме того, установка отключающей арматуры обязательна в следующих местах: а) на обоих берегах водных преград при пересечении их газопроводом в две нитки и более; б) при каждом ответвлении магистрального газопровода; в) по обеим сторонам проезжего автомобильного моста при прокладке по нему газопровода; г) на участках газопроводов, примыкающих к компрессорным станциям, на расстоянии  $500\text{—}700 \text{ м}$  от границ территории компрессорной станции (краны безопасности).

Линейные краны на магистральных газопроводах устанавливаются с ручным пневматическим или пневмогидравлическим приводом.

Для опорожнения газопровода на обеих сторонах участков между отключающей арматурой устанавливаются продувочные свечи (на расстоянии не менее  $5 \text{ м}$  от отключающей арматуры при диаметре газопровода до  $500 \text{ мм}$  и не менее  $15 \text{ м}$  — при диаметре газопровода более  $500 \text{ мм}$ ).

Высота продувочной свечи должна быть не менее  $3 \text{ м}$  от уровня земли. Ее диаметр определяется исходя из условия опорожнения участка газопровода между запорными кранами в течение  $1,5\text{—}2 \text{ ч}$ .

Для контроля наличия конденсата и выпуска его на магистральных газопроводах устанавливаются конденсатосборники.

Узлы управления арматурой конденсатосборников помещаются в наземных вентилируемых киосках, выполненных из негорючих материалов.

#### Дома линейных ремонтеров

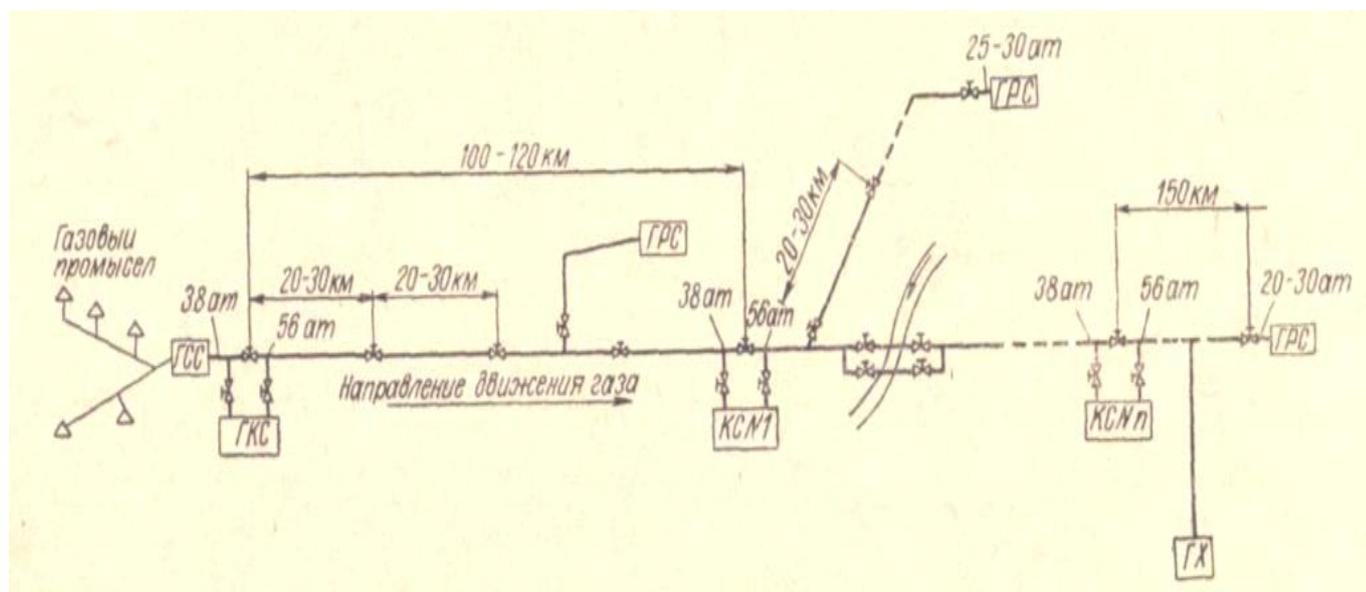
Вдоль трассы газопровода через  $20\text{—}25 \text{ км}$  располагаются дома линейных ремонтеров. На пересеченной местности при наличии рек, болот, искусственных сооружений, а также при тяжелых климатических условиях района дома линейных ремонтеров могут располагаться и чаще. Линейные ремонтеры имеют телефонную связь как с ближайшей компрессорной станцией или аварийно-ремонтным пунктом, так и между собой.

На новых газопроводах, проходящих по пустынным и полупустынным районам, дома для линейных ремонтеров не предусматриваются. Трасса осматривается в основном с вертолетов линейным мастером или начальником ремонтно-восстановительной службы.

Для предохранения металла труб от коррозии на газопроводах сооружается непрерывно действующая электрозащита. Для предохранения от почвенной коррозии применяется катодная или протекторная защита, а от блуждающих токов — электродренажная защита.

Для оперативного руководства перекачкой газа вдоль газопровода сооружается селекторная или радиорелейная высокочастотная связь.

На рисунке 1.4. представлена схема магистрального газопровода.



**Рисунок 1.4. Схема магистрального газопровода**

*ГСС – газосборные сети, ГКС – головная компрессорная станция, КС – промежуточная компрессорная станция, ГХ – подземное хранилище газа*

Следует отметить, что при наличии большого пластового давления на скважинах промысла в первый период эксплуатации головная компрессорная станция не строится. В дальнейшем при понижении пластового давления при головных сооружениях строятся дожимные компрессорные станции.

Магистральный газопровод и ответвления от него заканчиваются газораспределительной станцией (ГРС).

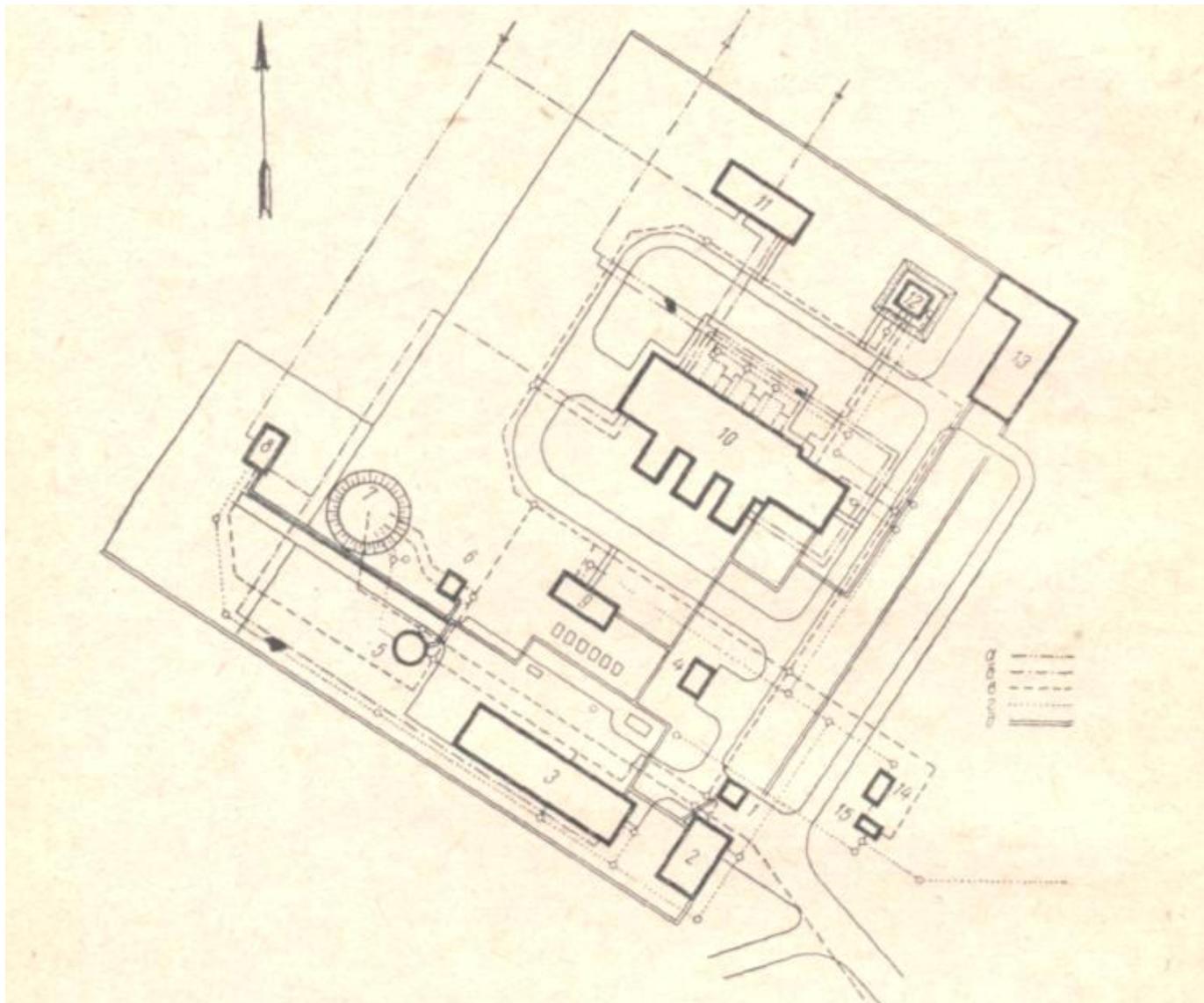
#### *Компрессорные станции*

В результате гидравлического сопротивления в трубопроводе давление вдоль него падает. В связи с этим на магистральных газопроводах сооружаются компрессорные станции, предназначенные для повышения давления до величин, определяемых прочностью металла труб. При этом пропускная способность газопровода значительно возрастает.

На компрессорных станциях имеются: один или несколько компрессорных цехов; электростанция или трансформаторная подстанция; система водоснабжения с насосными станциями I и II подъема, циркуляционной системой охлаждения компрессорных агрегатов, водонапорной башней, градирней и резервуаром для хранения пожарного запаса воды; узел дальней и внутренней связи; установка по регенерации масел со складом горюче-смазочных веществ; химическая лаборатория; котельная; механическая мастерская;

установка масляных пылеуловителей; приемные и нагнетательные коллекторы газа с отключающей арматурой; автотранспортный парк и материальный склад.

На рисунке 1.5. показан генплан промежуточной компрессорной станции, оборудованной центробежными нагнетателями с газотурбинным приводом.



**Рисунок 1.5. Генплан промежуточной компрессорной станции с газотурбинным приводом:**

*а — газ высокого давления, б — газ низкого давления,  
в — водопровод, г — канализация, д — теплотрасса.*

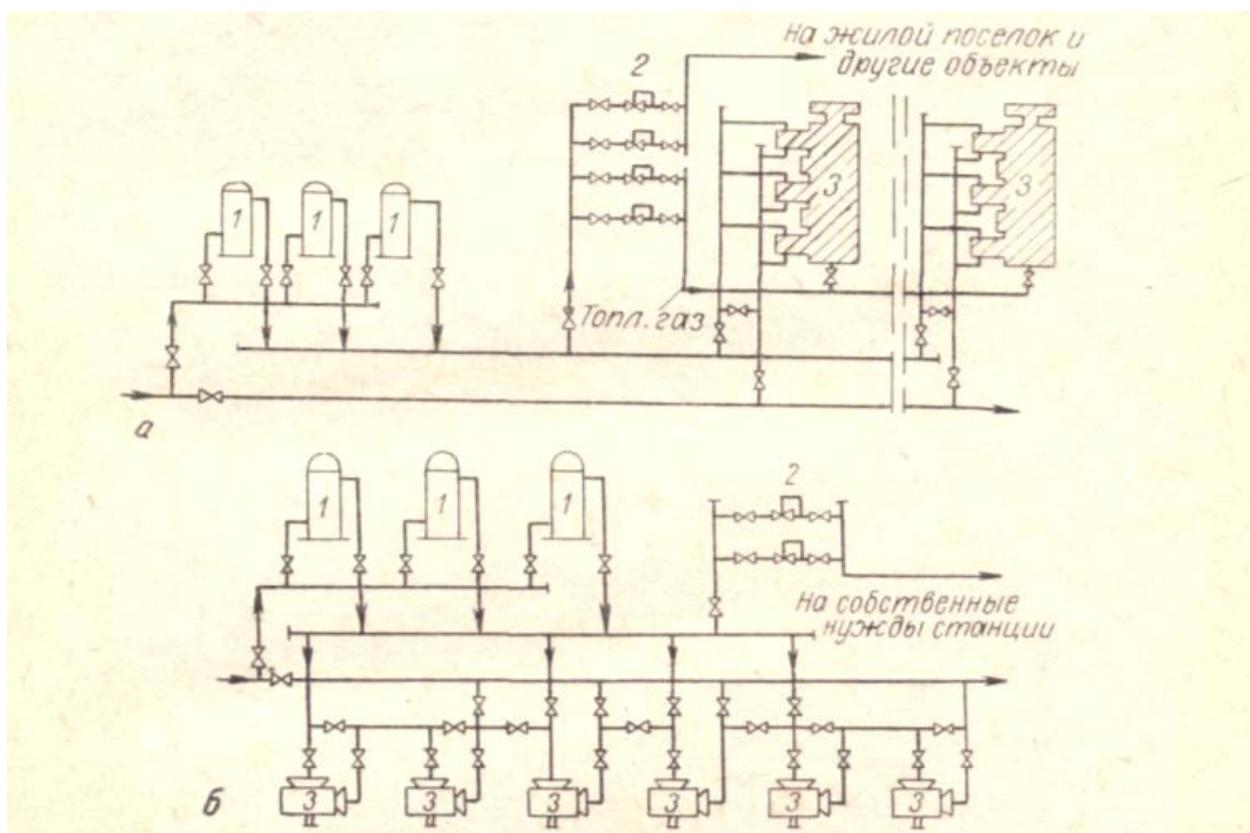
*1 — проходная; 2 — административное здание с узлом смазки;  
3 — котельная, механическая мастерская, гараж; 4 — трансформаторная подстанция; 5 — водонапорная башня; 6 — насосная станция II подъема;  
7 — резервуар для воды емкостью 500 м<sup>3</sup>; 8 — ГРС; 9 — химлаборатория;  
10 — компрессорный цех; 11 — пылеуловитель; 12 — односекционная градирня;  
13 — материальный склад; 14 — септик; 15 — хлораторная.*

На магистральных газопроводах для перекачки газа применяются два вида компрессорных станций, имеющих разные технологические схемы:

- а) оборудованные газомоторными поршневыми компрессорами;
- б) оборудованные центробежными нагнетателями с приводом от газовых турбин или электродвигателей.

На рисунке 1.6. даны примерные технологические схемы промежуточных компрессорных станций, оборудованных газомоторными компрессорами и центробежными нагнетателями. Как видно из рисунков, технологическая схема зависит от типа оборудования, установленного для компримирования газа.

Поршневые компрессоры, как правило, включаются параллельно. Турбокомпрессоры в зависимости от расхода газа или необходимой степени сжатия могут включаться как параллельно, так и последовательно, а также отдельными группами, последовательно-параллельно.



**Рисунок 1.6. Технологическая схема компрессорной станции с поршневыми газомоторными компрессорами (а) и центробежными нагнетателями (б).**

*1 — пылеуловители; 2 — установка редуцирования газа; 3 — газомотокомпрессор или центробежный нагнетатель.*

На магистральных газопроводах в основном применяются газомоторные компрессоры типа 10ГК мощностью 1000 л.с. Они устанавливаются только на газопроводах сравнительно малой производительности или же на компрессорных станциях, работающих на переменном режиме.

С 1950 г. в связи с бурным развитием газовой промышленности и все

возрастающими требованиями транспортировки больших количеств газа начали внедряться турбокомпрессоры — центробежные нагнетатели с приводом от газовых турбин и электродвигателей.

Турбокомпрессорные агрегаты имеют значительные преимущества перед газомоторными компрессорами. Так, например, если мощность газомоторного компрессора составляет 1000 л. с, то мощность газовых турбин, являющихся приводом центробежного нагнетателя, более 5000 л. с. Максимальный к. п. д. первого составляет 23%, а к. п. д. газотурбинных двигателей достигает 26%.

#### *Газораспределительные станции (ГРС)*

Газораспределительные станции сооружаются в конце каждого магистрального газопровода или ответвления от него и предназначаются для следующих целей:

- а) снижения давления газа до требуемого и поддержания этого давления в заданных пределах;
- б) дополнительной очистки газа от механических примесей;
- в) дополнительной одоризации поступающего к потребителям газа;
- г) учета и регулирования расхода газа, отпускаемого потребителям;
- д) защиты газопроводов от недопустимого повышения давления.

Газораспределительные станции имеют входное давление от 30 до 55 кг/см<sup>2</sup>, а выходное давление в зависимости от потребителей — от 3 до 26 кг/см<sup>2</sup>.

ГРС могут сооружаться для снабжения одного или нескольких потребителей.

В последнее время для редуцирования газа при газоснабжении небольших бытовых, промышленных и сельскохозяйственных объектов начали применяться автоматические газораспределительные станции в шкафном исполнении (АГРС).

Эти АГРС полностью изготавливаются в заводских условиях, не требуют постоянного присутствия обслуживающего персонала и обеспечивают подачу газа от магистрального газопровода к потребителю с заданным давлением и нормальной одоризацией.

На газораспределительных станциях магистральных газопроводов применяются следующие формы обслуживания: вахтовое, надомное и объездное.

Вахтовое обслуживание предусматривает обслуживание станции круглосуточно с постоянным нахождением на них дежурного персонала. При вахтовом обслуживании ГРС обслуживается 5—9 операторами, поэтому данная форма обслуживания считается наиболее отсталой. В настоящее время вахтовое обслуживание применяется на газораспределительных станциях, имеющих большой расход газа (не менее 250—300 тыс. м<sup>3</sup>/ч), а также на ГРС, обслуживающих предприятия, на которых газ является технологическим сырьем и где даже короткая непредвиденная остановка может привести к серьезным последствиям.

При надомном обслуживании ГРС работают без постоянного вахтенного персонала: ГРС с надомным обслуживанием обслуживается двумя операторами, дежурящими на дому, вместо 5—9 операторов при круглосуточном вахтовом обслуживании.

При объездном обслуживании, наиболее прогрессивной форме эксплуатации ГРС, все работы по профилактическому осмотру и ремонту оборудования, средств автоматики и телемеханики, контрольно-измерительных приборов осуществляются при периодическом объезде ГРС бригадой КИП и автоматики районного управления.

При переводе газораспределительной станции на объездное обслуживание необходимо: а) автоматизировать ГРС, иметь телеконтроль, выведенный на пульт диспетчера райуправления, и расходомеры с многодневной записью расхода; б) организовать диспетчерскую связь со всеми потребителями, получающими газ с этой ГРС; в) при районном управлении организовать круглосуточное дежурство операторов, которые в случае возникновения неисправности обязаны выехать на ГРС в любое время суток; г) производить периодический объезд автоматизированных ГРС, находящихся на объездном обслуживании, не реже одного раза в неделю. Во время объезда проверяют работу и проводят профилактический осмотр оборудования, средств автоматики и КИП, смену картограмм расходомеров, а также необходимые ремонтные работы.

#### *Подземные хранилища газа*

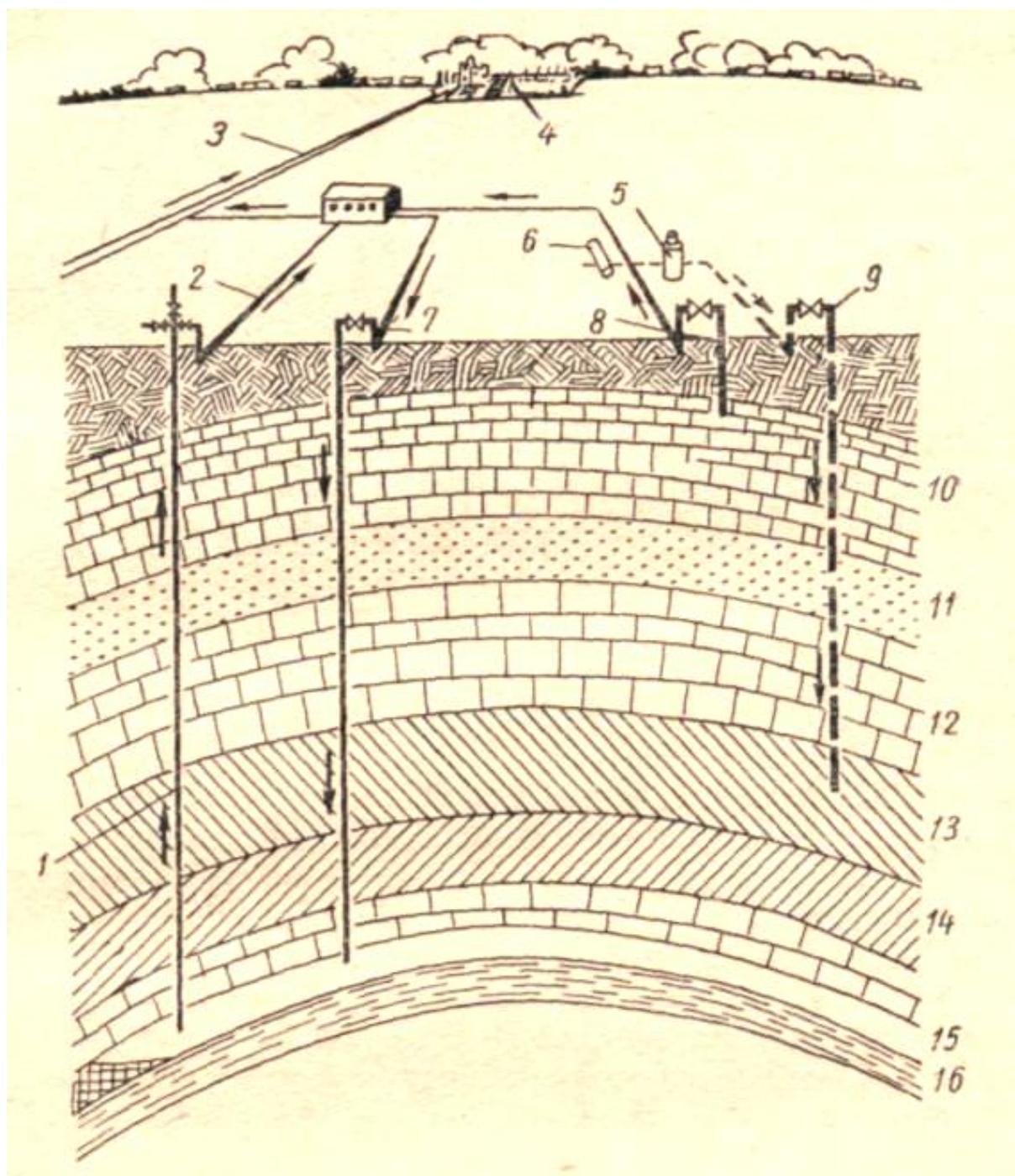
Добыча и транспорт газа по магистральным газопроводам не могут в точности соответствовать газопотреблению. Обычно максимальная пропускная способность газопровода должна обеспечивать среднегодовую потребность в газе.

Газ с промысла в магистральный газопровод подается в основном равномерно, в то время как газопотребление происходит неравномерно. Колебания расхода газа наблюдаются в течение суток, по дням недели, месяцам и сезонам года. Чередуются периоды минимального и максимального газопотребления: ночные часы с минимальным расходом газа и дневные часы с увеличением по сравнению со среднесуточным расходом (суточная неравномерность); воскресные дни с пониженным расходом против остальных дней недели (недельная неравномерность); летние месяцы с минимальным расходом и зимние месяцы с максимальным расходом (сезонная неравномерность).

Наибольший суточный расход газа наблюдается обычно с 7 до 9, с 12 до 14 и с 18 до 20 ч. По дням недели наибольшие расходы бывают в субботние и предпраздничные, наименьшие — в воскресные и праздничные дни. На расход газа в газопроводах значительно влияют колебания температуры наружного воздуха, причем летом расход газа примерно в 1,5 раза меньше, чем зимой.

В настоящее время на магистральных газопроводах суточная неравномерность газопотребления регулируется за счет аккумулирующей способности конечного участка газопровода. Недельная неравномерность газопотребления также может частично или полностью покрываться за счет

емкости участка газопровода после последней компрессорной станции и за счет емкости всего газопровода.



**Рисунок 1.7. Схема подземного хранилища газа**

*1 — скважина для отбора газа из хранилища; 2 — линия подачи газа потребителям; 3 — магистральный газопровод; 4 — компрессорная станция; 5 — насос для подачи воды в пласт; 6 — водозаборный колодец; 7 — скважина для закачки газа в хранилище; 8 — скважина для сбора утекающего газа; 9 — скважина для закачки воды в пласт; 10 — известняк; 11 — песчаник; 11 — известняк; 13, 14 — глинистые отложения; 15 — пористый песчаник; 16 — глинистые отложения.*

Поступление газа с промыслов в газопровод в дни минимального газопотребления превышает газопотребление и газопровод наполняется до максимального допустимого давления на выходе из компрессорной станции. В дни максимального газопотребления недостаток газа (по сравнению с поступлением его с газовых промыслов) возмещается из емкости газопровода.

Покрытие неравномерности газопотребления в течение суток, а также недельной неравномерности за счет емкости газопровода возможно на магистральных газопроводах сравнительно небольшой емкости, объем которых составляет не менее 50% от суточной пропускной способности газопровода. Однако использовать газопроводы небольшой протяженности даже больших диаметров для покрытия суточной и недельной неравномерности не представляется возможным. В этих случаях суточная неравномерность может покрываться путем организации газгольдерных парков, что при больших расходах тоже не является достаточно эффективным.

Чтобы устранить сезонную неравномерность газопотребления, создают подземные хранилища природного газа для закачки в них излишков газа летом с последующим использованием его при необходимости зимой.

Подземное хранение газа дает возможность более полно использовать пропускную способность магистральных газопроводов, обеспечивает резерв в случае аварии, а также создает условия для более нормальной работы газовых промыслов и магистральных газопроводов.

На рисунке 1.7. показана схема подземного хранилища газа. Летом в подземные хранилища через скважины специальными компрессорными станциями, оборудованными газомоторными поршневыми компрессорами, закачивают газ в пласты, оттесняя воду и создавая большие объемы для накопления газа. Зимой газ через те же скважины под давлением пласта подается в городские сети.

Учитывая перспективность метода подземного хранения газа, в настоящее время решаются вопросы его дальнейшего усовершенствования и уменьшения стоимости сооружения хранилищ.

## ГЛАВА 4. УСТРОЙСТВО ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

### 4.1. Трубы

Для сооружения магистральных газопроводов применяются бесшовные или сварные трубы из низколегированных или малоуглеродистых мартеновских спокойных сталей с максимальным содержанием углерода в металле труб не более 0,27%. Сталь труб должна хорошо свариваться.

Показатели, характеризующие химический состав и механические свойства металла труб, допускаемых к применению для магистральных газопроводов, должны удовлетворять требованиям технических условий или ГОСТ.

Поставляемые для сооружения магистральных газопроводов трубы имеют сертификаты завода-изготовителя, в которых должны быть указаны: а) номинальный размер труб; б) номер ТУ, по которым изготовлены трубы; в) марка стали; г) результаты механических испытаний; д) результаты гидравлических испытаний.

На каждой трубе на расстоянии около 500 мм от одного из концов должны быть выбиты клейма: марка стали, месяц и год изготовления трубы, номинальные размеры по толщине стенки и диаметру, товарный знак завода и клеймо ОТК, номер трубы, номера плавок, из которых изготовлена труба. Клейма выбиваются вблизи от продольного шва. Участок клеймения обводится черной краской.

Каждая труба должна подвергаться на заводе-изготовителе гидравлическому испытанию внутренним давлением, создающим в металле труб кольцевые напряжения, равные 90% от предела текучести металла в готовой трубе. Расчет напряжений ведется по минимальной толщине стенки трубы.

Трубы из низколегированной стали имеют предел текучести 34—38 кГ/мм<sup>2</sup>, предел прочности 48—52 кГ/мм<sup>2</sup> и относительное удлинение не менее 18%.

Колена изготавливаются путем гнутья бесшовных или прямошовных труб (но не со спиральным швом), применяемых для строительства газопроводов.

### 4.2. Запорная арматура

Чтобы иметь возможность отключать отдельные участки газопровода для ремонтных работ, а также для сохранения газа во время аварийных разрывов газопровода, на магистральных газопроводах не реже чем через 20—25 км устанавливают запорную отключающую арматуру. Кроме того, запорная арматура устанавливается во всех ответвлениях к потребителям газа, на шлейфах компрессорных станций, на берегах рек и др.

Чтобы иметь возможность сбрасывать газ при необходимости опорожнения газопровода, запорную арматуру устанавливают также и на свечах.

В качестве запорной арматуры применяются краны, задвижки и вентили.

Запорная арматура для определенного диаметра газопровода и рабочего

давления газа выбирается согласно ГОСТ 355—67 и ГОСТ 356—68. ГОСТ 355—67 устанавливает диаметры условных проходов, для которых изготавливается запорная арматура.

Условным проходом  $D_y$  называется номинальный внутренний диаметр прохода в присоединительных концах арматуры. Часто путают условный проход с внутренним диаметром. Необходимо иметь в виду, что при одном и том же условном проходе внутренний диаметр может быть разным. Постоянным является наружный диаметр трубы (он должен соответствовать стандарту), а внутренний диаметр изменяется в зависимости от толщины стенки трубы. Так, например, труба с условным диаметром  $D_y = 700$  мм имеет наружный диаметр 720 мм, а толщину стенки от 8 до 10 мм, отсюда внутренний диаметр трубы будет изменяться от 700 до 704 мм.

ГОСТ 356—68 устанавливает условное давление в зависимости от рабочего давления, температуры газа и свойств металла, из которого изготовлена арматура.

### *Краны*

Кранами называется такая запорная арматура, которая закрывает или открывает проход жидкости или газа путем поворота пробки.

По конструкции краны делятся на простые поворотные краны с выдвижной пробкой и краны с принудительной смазкой, по способу присоединения к трубопроводу — на фланцевые, муфтовые и с концами под приварку, по роду управления — с ручным управлением, с пневмоприводом и с пневмогидравлическим приводом. Последние имеют дублирующий ручной привод.

### *Задвижки*

Запорная арматура, в которой проход открывается путем подъема плоского диска перпендикулярно движению среды, называется задвижкой.

На магистральных газопроводах применяют только стальные задвижки на давление до  $64 \text{ кг/см}^2$  с условным проходом от 50 до 600 мм.

Для задвижек, устанавливаемых на подземных участках газопровода, строятся специальные колодцы, дающие возможность обслуживать арматуру (набивать и подтягивать сальники, смазывать, красить и т. д.). Присоединительные концы задвижек делаются как под приварку, так и для фланцевого соединения.

Шпиндель задвижек делается выдвижным и невыдвижным. В задвижке с выдвижным шпинделем резьбовая втулка находится вне корпуса, и поэтому она доступна для осмотра и смазки. В задвижках с невыдвижным шпинделем резьбовая часть находится внутри корпуса и, следовательно, для осмотра и смазки недоступна. Такие задвижки по высоте меньше, чем задвижки с выдвижным шпинделем.

Привод задвижек может быть ручной, гидравлический и электрический.

### *Вентили*

На магистральных газопроводах вентили применяются главным образом как запорная арматура на контрольно-измерительных приборах, конденсатосборниках, узлах запорных устройств, редуцирующих установках и

др.

Вентиль открывают с помощью золотника, укрепленного на шпинделе. Нижняя поверхность золотника шлифуется к седлу и при закрытии полностью перекрывает проходное отверстие. На шпинделе имеется резьба, которой он ввертывается в неподвижную втулку. Нормальной установкой вентиля считается такая, при которой струя жидкости или газа движется из-под клапана, так как в этом случае сальник не испытывает давления и меньше подвергается износу. На корпусе вентиля обычно делается стрелка, показывающая направление движения рабочей среды из-под клапана.

Большой недостаток вентиля — их значительное гидравлическое сопротивление (в 5—10 раз больше, чем у задвижек). Поэтому вентили изготовляются малых диаметров. Максимальный условный проход вентиля 200 мм.

#### *Линейные отключающие узлы*

Устанавливаемая на трассе магистрального газопровода запорная арматура группируется в так называемые линейные отключающие узлы. В соответствии с Правилами проектирования и сооружения магистральных газопроводов линейные отключающие узлы устанавливаются:

- а) на линейной части газопровода не реже чем через 25 км;
- б) на всех отводах и ответвлениях от магистральных газопроводов;
- в) на участках газопроводов, примыкающих к компрессорным станциям;
- г) на всех нитках многониточных водных переходов;
- д) по обеим сторонам моста при прокладке по нему газопровода.

Конструкция линейных отключающих узлов зависит от принятой к установке запорной арматуры. При установке задвижек линейный отключающий узел обычно состоит из основной задвижки, обводной линии вокруг нее, двух задвижек на обводной линии и продувочной свечи между ними. Следует отметить, что в настоящее время задвижки на вновь сооружаемых газопроводах не устанавливаются, а на многих старых газопроводах задвижки заменяют на краны с соответствующей реконструкцией линейных отключающих узлов.

В конструкцию линейного отключающего узла с крановой арматурой, устанавливаемой непосредственно на газопроводе, входят основной кран, соответствующий диаметру газопровода, обычно бесколодезной установки с байпасом, и продувочные свечи с отключающими кранами, устанавливаемые на свечах. Свечи располагаются в 5 м от основного крана при диаметре газопровода до 500 мм и в 15 м — при диаметре свыше 500 мм. Свечи предназначены для сбрасывания газа в атмосферу при производстве различного рода ремонтных работ. Высота свечей должна быть не менее 3 м от уровня земли.

На байпасах отключающих устройств имеются штуцера под манометры для возможности замера давления газа в случае необходимости.

Линейные отключающие узлы с кранами обычно ограждаются металлической сеткой, которую укрепляют на железобетонных столбах. Сетка

для ограды применяется с ячейками 80X80 мм из проволоки диаметром 3 мм.

Сетка и все металлические части, а также арматура покрываются алюминиевой краской. Площадка внутри ограждения летом очищается от растительности, а зимой от снега. Чтобы краны не были доступны для посторонних лиц, двери ограды всегда должны быть на замке. Штурвалы основных кранов прикрепляются к стойке цепью, а из штурвалов свечи вынимается шпонка.

Линейные отключающие узлы с задвижками монтируют в специальных бетонных или кирпичных колодцах с раскрывающимися на две половины крышками, промежуточным полом (из съемных щитов) и металлической лестницей для спуска в колодец. Подземная часть колодца тщательно изолируется от попадания влаги. В стенках колодца, через который проходит газопровод, устанавливаются патроны; зазоры между ними и трубой уплотняются с помощью сальникового устройства. Трубы и арматура в колодцах должны быть тщательно вычищены и покрыты водостойкими красками.

#### **4.3. Переходы газопроводов через естественные и искусственные препятствия**

Магистральные газопроводы, имеющие значительную протяженность, пересекают различные искусственные и естественные препятствия (большие и малые реки, озера, болота, овраги, железные и шоссейные дороги) и различного рода инженерные сооружения (коллекторы, металлические и железобетонные трубопроводы, электрические и телефонные кабели, подземные каналы и др.). Пересечение газопровода с естественным или искусственным препятствием называется обычно переходом.

На магистральных газопроводах переходы являются наиболее ответственными участками, так как доступ к ним для ремонта или ликвидации повреждения очень затруднен, требует длительного времени, а во многих случаях применения специальных механизмов (болотные тракторы, понтоны и др.).

В соответствии со строительными нормами и правилами магистральные газопроводы по предъявляемым требованиям к их конструкции, контролю качества сварных стыков и характеру испытания в зависимости от их месторасположения, условий работы, требований безопасности, характера грунта и других факторов разделяются на четыре категории (таблица 1.2.).

Участки I категории сооружают из труб с утолщенной стенкой при 100%-ном контроле монтажных сварных соединений физическими методами и предварительном гидравлическом испытании при  $P_{исп} = 1,25 P_{раб}$ .

Участки II категории сооружают из труб с утолщенной стенкой при 100%-ном контроле монтажных сварных стыков физическими методами.

Таблица 1.2. Категории участков магистральных газопроводов

Характеристика участка	Категория
Переходы через водные преграды:	
а) подводные и надводные через судоходные преграды	I
б) подводные - через несудоходные преграды с зеркалом воды в межень 20 м и более (в русловой части)	I
в) участки газопроводов, прокладываемые на заливаемых поймах при переходах через водные преграды	II
г) то же, в две нитки и более	III
Участки подземных трубопроводов, прокладываемые по болотам при укладке их на основание с неустойчивыми грунтами (торф, ил и т. п.) с несущей способностью менее 0,25 кГ/см <sup>2</sup>	II
То же, при укладке на основание с устойчивыми грунтами с несущей способностью менее 0,25 кГ/см <sup>2</sup> и более	III
Подземные переходы через железные дороги общего пользования (на перегонах), включая участки по обе стороны дороги на расстоянии 40 м от осей крайних путей, но не менее 25 м от подошвы земляного полотна	I
Подземные переходы через подъездные железные дороги промышленных предприятий, включая участки по обе стороны дороги на расстоянии 25 м от осей крайних путей	I
Подземные переходы через автомобильные дороги I и II категорий, включая участки по обе стороны дороги на расстоянии 25 м от подошвы насыпи земляного полотна	I
То же, через автомобильные дороги III и IV категорий	II
Подземные переходы через автомобильные дороги V категории, включая участки по обе стороны дороги на расстоянии 15 м от подошвы насыпи земляного полотна	III
Надземные переходы через железные дороги (на перегонах) и автомобильные дороги всех категорий	I
Участки газопроводов, примыкающие к компрессорным станциям в пределах 250 м по обе стороны от линии границ территории станции	II
Участки подземных газопроводов при пересечении их с линиями электропередач напряжением 500 кв и более в пределах охранной зоны	II
То же, с линиями электропередач напряжением 500 кв	III
Участки подземных газопроводов, прокладываемые в земляных насыпях	IV
Подземные и надземные переходы через несложные препятствия (овраги, балки, рвы, пересыхающие ручьи и др.)	IV
Участки подземных газопроводов, прокладываемые вне переходов через искусственные и естественные препятствия	IV
Участки газопроводов, прокладываемые в тоннелях при пересечении селевых потоков и конусов выноса	I

Примечания. 1. В особых случаях при соответствующем обосновании в проекте допускается повышать категорию отдельных участков газопроводов. 2. Границами переходов газопроводов через водные преграды следует считать береговые колодцы, а при их отсутствии — горизонт высоких вод. 3. Изменение категории отдельных участков газопроводов может быть допущено по согласованию с Государственной газовой инспекцией

Участки III категории сооружают из труб с нормальной толщиной стенки при 100%-ном контроле монтажных сварных соединений физическими методами.

Участки IV категории сооружают из труб с нормальной толщиной стенки при 5%-ном контроле монтажных сварных стыков физическими методами.

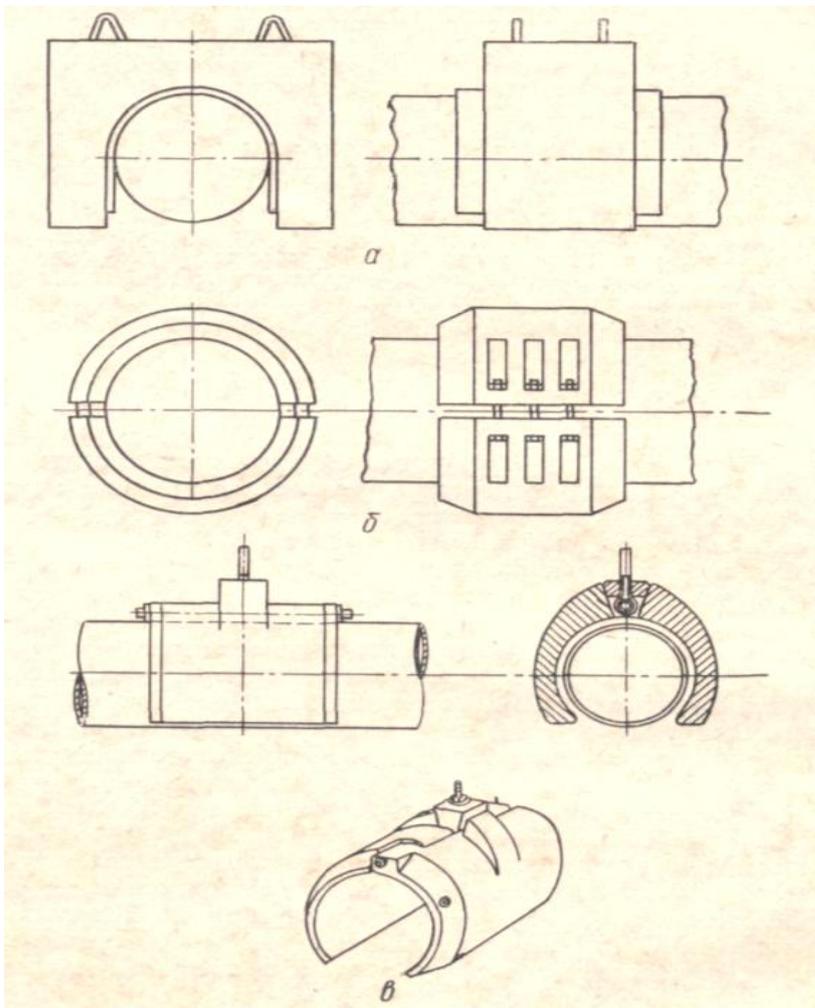
Подводные переходы (дюкеры) строятся в одну-две или больше ниток. При зеркале воды в межень от 20 до 50 м, при глубине воды до 2 м и ширине заливаемой поймы не более 500 м разрешается сооружать однопниточный переход. Во всех других случаях должны сооружаться переходы не менее чем в две нитки.

Диаметр газопровода на однопниточных переходах сохраняется равным диаметру основной магистрали. На двухниточных переходах диаметры трубы выбираются с таким расчетом, чтобы суммарная площадь сечения труб была примерно равна сечению трубы основного газопровода. Так, например, для газопровода  $D_y = 700$  мм диаметр каждой нитки дюкера должен составлять 500 мм, для газопровода  $D_y = 1000$  мм — 700—800 мм.

Расстояния между параллельными дюкерами, уложенными в русловой части водных преград шириной до 400 м, должны составлять 30 м при  $D_y$  до 500 мм, 40 м — при  $D_y$  от 600 до 900 мм и 50 м — при  $D_y$  свыше 900 мм. На каждые последующие 400 м ширины водной преграды расстояние между дюкерами должно увеличиваться на 10 м.

Как правило, подводные переходы должны быть заглублены в дно реки, озера и т. д. не менее чем на 0,5 м. Заглубление производится путем предварительного рытья траншеи при помощи скреперов, гидромониторов или взрывным методом. В исключительных случаях, когда рытье траншеи не представляется возможным (скальные грунты и др.), разрешается укладка газопровода непосредственно по дну водной преграды с обязательной пригрузкой его камнями.

Чтобы не допустить всплытия газопровода, на него устанавливают специальные грузы. Для укладки на пойменной части применяются железобетонные грузы, на русловой — чугунные.



**Рисунок 1.8. Типы грузов для балластировки трубопроводов:**  
*а* — седловидный железобетонный, *б* — кольцевой чугунный,  
*в* — шарнирный.

Грузы, применяемые для балластировки газопроводов на подводных переходах и поймах рек, а также на болотных поймах и переходах через болота, изготавливаются разных видов и различного объемного веса. Несмотря на то, что чугунные грузы имеют большую объемную массу (около  $7,5 \text{ т/м}^3$ ) и более компактные размеры, больше распространены железобетонные грузы, так как применение чугунных балластов вызывает большой расход металла. Так, например, на 1 км газопровода диаметром 500 мм с толщиной стенки 10 мм требуется около 160 т чугунных грузов. Железобетонные грузы имеют значительно меньшую объемную массу, и для ее увеличения в бетон добавляют железную руду, барий и другие утяжелители.

Железобетонные и чугунные грузы изготавливаются различной конструкции: 1) одиночные седловидные (только железобетонные) устанавливаются на газопроводе без прикрепления к нему; 2) кольцевые, состоящие из разъемной пары полумуфт и закрепляемые на газопроводе при помощи стяжных болтов; 3) шарнирные.

Одиночные грузы седловидной формы применяют в основном на болотах

и пойменных местах. Для предохранения изоляции газопровода от разрушения при навеске грузов на изоляцию вдоль оси накладываются специальные рейки (футеровка), закрепляемые на газопроводе при помощи проволоки.

Кольцевые грузы (чугунные и железобетонные) состоят из двух одинаковых полумуфт, плотно охватывающих газопровод и скрепляемых между собой стяжными болтами.

Шарнирные грузы также изготавливаются чугунными и железобетонными для газопроводов 273—720 мм весом соответственно 250—2500 кг. Шарнирные грузы могут иметь различные разновидности. На рисунке 1.8. приведены конструкции утяжеляющих грузов.

В последнее время на заболоченных и периодически обводняемых участках против всплытия газопровода вместо утяжеляющих грузов стали применять более экономичные винтовые анкера.

Анкер представляет собой стальной стержень, оканчивающийся винтовой лопастью диаметром 300 мм. Два таких стержня ввинчиваются в грунт в траншею по обе стороны трубы. Верхние концы стержней привариваются к металлическому поясу, обхватывающему трубу сверху. Под поясом укладываются специальные прокладки для предотвращения нарушения изоляции газопровода. Стержни анкеров и удерживающие пояса покрываются противокоррозионной изоляцией. Расстояние между анкерами определяется проектом, в котором учитываются диаметр газопровода, плотность грунта, вес одного погонного метра трубы и другие факторы. В слабых грунтах анкера не используются.

В соответствии с правилами речной инспекции для обеспечения безопасности прохождения различного вида судов по рекам все места подводных переходов через судоходные реки должны быть обозначены предупредительными и сигнальными знаками. В процессе эксплуатации нитки переходов через водные преграды должны быть открыты и находиться в рабочем состоянии.

#### *Переходы через железные и шоссейные дороги*

Подземные пересечения газопроводом железных и автомобильных дорог I—IV категорий осуществляются в защитных кожухах из труб диаметром на 100—200 мм больше диаметра газопровода. Толщина стенок кожуха устанавливается проектом. Концы кожуха должны выводиться при переходах через железные дороги на 2 м за подошву насыпи железнодорожного полотна, но не менее чем на 25 м по нормали от осей крайних путей железных дорог МПС и не менее 15 м от осей крайних путей промышленных железных дорог, а при переходах через автомобильные дороги — на 2 ж за подошву насыпи, но не менее чем на 10 м по нормали от бровки земляного полотна дороги.

От кожуха сооружается вытяжная свеча, которая отводится на расстояние не менее 40 м по нормали от осей крайних путей железных дорог МПС, 25 м от осей крайних путей промышленных железных дорог и 20 м от подошвы земляного полотна автомобильной дороги. Высота вытяжной свечи от уровня земли должна быть не менее 5 м.

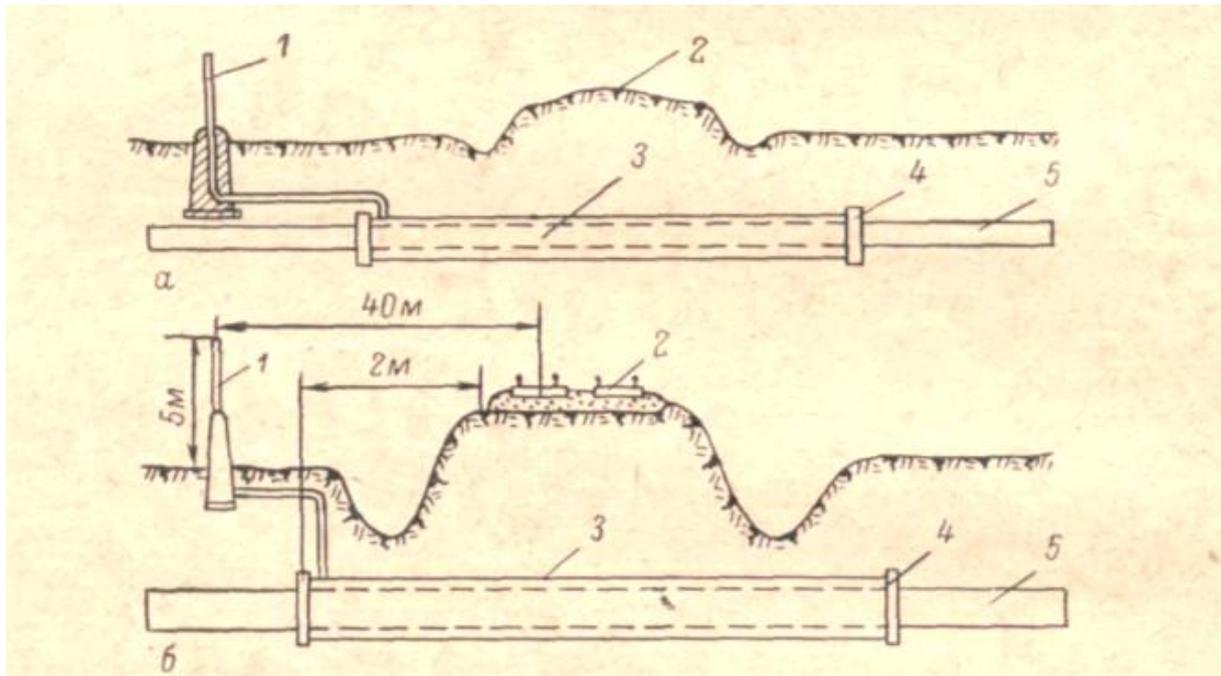


Рисунок 1.9. Схемы подземных переходов:  
*а* — через шоссейную дорогу, *б* — через железную дорогу.  
 1 — свеча; 2 — полотно дороги; 3 — патрон;  
 4 — сальниковое уплотнение; 5 — газопровод.

Межтрубное пространство на концах кожуха законопачивается пенькой, пропитанной в битуме. Законопаченные концы обертываются несколькими слоями бризола и покрываются сверху битумом.

Участок газопровода, находящийся в защитном патроне, покрывается весьма усиленной изоляцией и футеруется деревянными рейками, для того чтобы между патронами и газопроводом не было электрической связи, а также для предохранения от повреждения изоляции при протаскивании газопровода в патрон.

На рисунке 1.9. показаны схемы переходов через железную и шоссейную дороги. Строительство переходов через железные и шоссейные дороги ведется, как правило, методом бурения или продавливания через насыпь, поэтому защитной изоляции на кожухах не делается.

### *Воздушные переходы*

При пересечении горных рек, глубоких оврагов и балок, глубоких ущелий с высокими и крутыми откосами и в некоторых других случаях сооружаются надземные (воздушные) переходы.

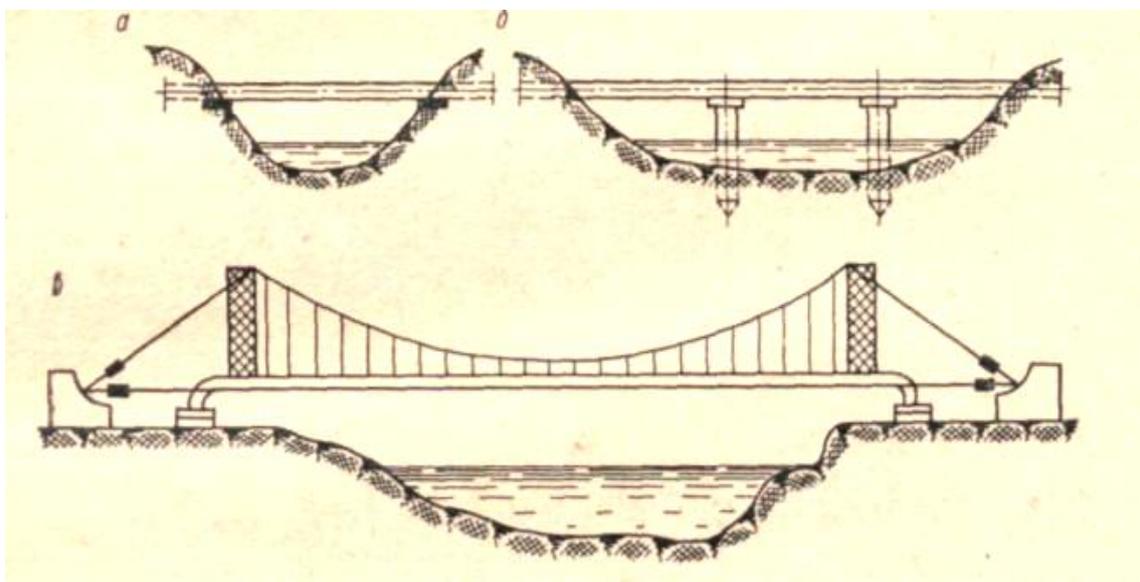


Рисунок 1.10. Конструкция надземных переходов:  
*а* — переход через реку, *б* — балочный переход, *в* — висячий переход.

Тип перехода выбирается в соответствии с технико-экономическим расчетом, которым определяется наибольшая эффективность перехода по сравнению с подземными переходами.

По конструкции надземные переходы, применяемые на газопроводах, делятся на балочные, арочные и висячие.

Балочные переходы сооружаются при пересечении небольших балок, оврагов, рек с крутыми берегами, каналов и др. Длина их воздушной части обычно не превышает 40—50 м. На таких переходах газопровод укладывается на железобетонных или металлических опорах. При устойчивых грунтах и небольших пролетах газопровод может прокладываться без промежуточных опор. Допустимая длина газопровода между опорами определяется расчетным путем.

Арочные переходы сооружаются на судоходных каналах, реках или железнодорожных выемках, где приходится пропускать суда или железнодорожные составы.

Висячие переходы целесообразно сооружать через горные реки с обрывистыми берегами, ущелья, пропасти, где невозможна или затруднена установка опор. Висячие конструкции дают возможность сооружать переходы с пролетом от десятков до сотен метров при относительно малой затрате материалов. На рисунке 1.10. показаны наиболее распространенные типы надземных переходов.

Для защиты надземных переходов от коррозии применяются полихлорвиниловые эмали или пентафталевый лак. Эмали и лаки разводятся в растворителе. К полученному раствору при окраске труб добавляется 10—15% алюминиевой пудры.

Окраска производится по предварительно очищенной и загрунтованной поверхности труб. Грунтовка применяется фенольно-формальдегидная.

Поверхность газопровода в местах выхода из земли тщательно

покрывается изоляцией весьма усиленного типа. От железобетонных и металлических опор газопровод должен быть изолирован мягкими материалами (бризол или гидроизол в несколько слоев, резина).

#### 4.4. Конденсатосборники

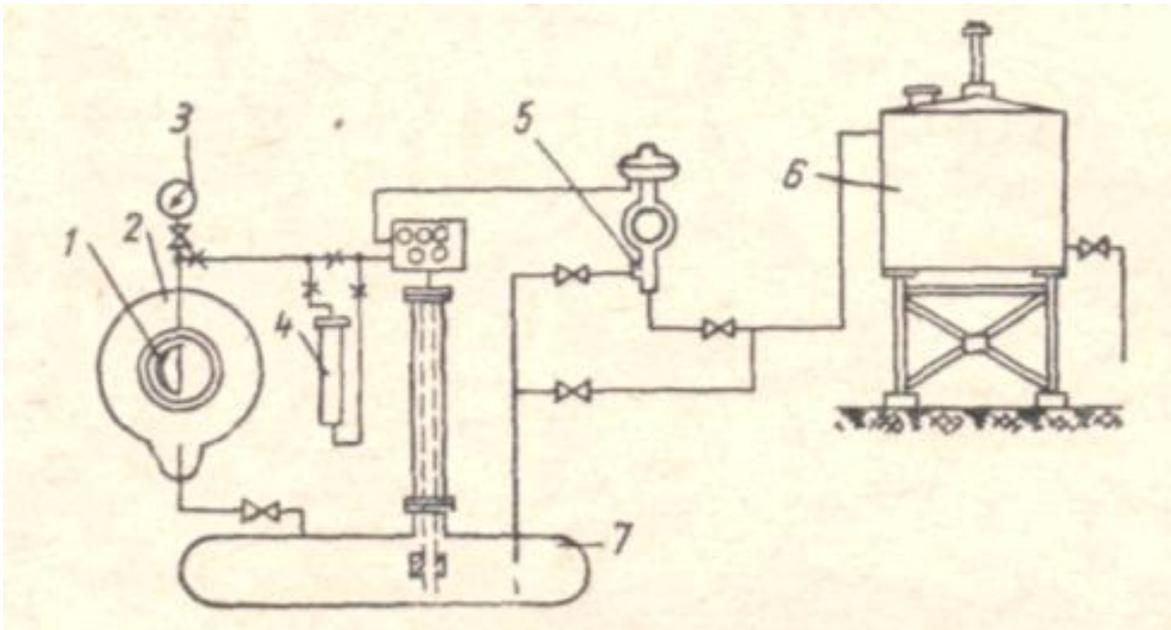
Содержащийся в газе конденсат значительно усложняет эксплуатацию газопроводов, компрессорных и газораспределительных станций, особенно в зимний период. Для его улавливания на газопроводах применяются конденсатосборники и конденсатоотводящие трубки.

Конденсатосборники устанавливаются в пониженных участках трассы газопровода. Частота их установки зависит от количества конденсата, попадающего в газопровод. Наибольшее количество их устанавливается в головной части газопровода, где происходит выпадание основной массы конденсата. Иногда конденсатосборники монтируются перед входом на компрессорную станцию.

На газопроводах нашли применение несколько типов конденсатосборников. Конденсатосборники в зависимости от типа и конструкции, как правило, состоят из емкости для сбора конденсата, расположенной под газопроводом и соединенной с ним при помощи одного или двух патрубков, продувочной трубы диаметром 50 мм. Один конец этой трубы соединяется с емкостью для сбора конденсата, второй, оканчивающийся запорной арматурой (вентиль или задвижка), выводится наружу в узел управления.

Емкость конденсатосборника изготавливается обычно на месте из тех же труб, что и газопровод, для чего к торцам труб приваривают сферические доньшки. Монтаж остальных частей также не представляет труда. Емкость конденсатосборника должна испытываться жидкостью с давлением  $p_{ксп} = 1,5p_{раб}$ .

Конденсат из емкости конденсатосборника удаляют с помощью давления находящегося в газопроводе газа. Для этого открывают полностью задвижку, установленную первой по отношению к газопроводу, а затем, постепенно открывая вентиль, продувают конденсатосборник до выхода чистого газа, после чего вентиль и задвижку закрывают.



**Рисунок 1.11. Схема обвязки конденсатосборника**

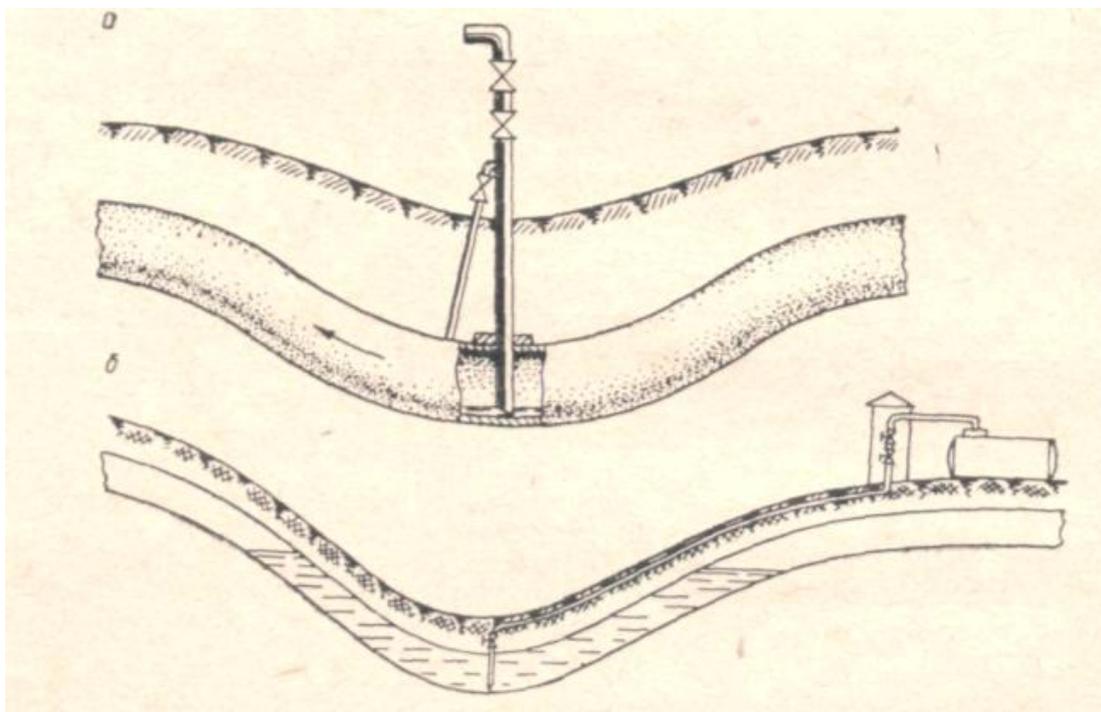
*1 — газопровод; 2 — расширительная камера; 3- манометр;  
4 — сушитель; 5 — регулирующий клапан; 6 — емкость для сбора  
конденсата; 7 — конденсатосборник.*

Газопровод и верхний конец продувочной трубы соединены между собой импульсной трубкой и вентилем для выравнивания давления.

Конденсатосборники необходимо продувать по заранее разработанному графику в зависимости от количества конденсата в газе и скорости заполнения емкости.

С 1963 г. начали применяться конденсатосборники типа «расширительная камера» с автоматической продувкой. Степень улавливания конденсата в них достигает 90%, в то время как в конденсатосборниках других типов не достигает даже 80%.

Практика эксплуатации расширительной камеры также подтверждает ее эксплуатационную эффективность по сравнению со старой конструкцией: при установке расширительной камеры в головной части газопровода значительно уменьшается необходимость в конденсатосборниках по трассе газопровода.



**Рисунок 1.12. Схема отвода конденсата из газопровода:**  
*а — конденсатоотводчик, б — схема обвязки конденсатоотводчика.*

На рисунке 1.11. показана схема обвязки конденсатосборника типа «расширительная камера». Для автоматического сброса конденсата по мере его накопления конденсатосборник снабжен специальным прибором АКО-ПМ.

В ряде случаев при скапливании конденсата в пониженных местах возникает необходимость дополнительной установки конденсатосборников. Однако работы по установке конденсатосборников требуют длительной остановки газопровода и сравнительно большого объема строительномонтажных работ. В этих случаях применяются конденсатоотводные трубки. Установка их требует кратковременной остановки газопровода и малого объема работ.

На рисунке 1.12. представлена схема установки на трубе конденсатоотводчика. Отверстие для установки конденсатоотводящей трубки сверлят при помощи специального приспособления.

#### **4.5. Колонки для редуцирования газа**

Колонки для редуцирования газа устанавливаются для бытового газоснабжения домов линейных ремонтеров и операторов радиорелейной связи.

Колонки редуцирования служат для снижения рабочего давления газа перед подачей его потребителям до 100—200 мм вод.ст. Колонка для редуцирования газа, применяемая на большинстве магистральных газопроводов, оборудована двумя регуляторами прямого действия, гидравлическим затвором, запорной арматурой и контрольно-измерительными приборами для измерения высокого и низкого давления. Производительность колонок редуцирования от 50 до 100 м<sup>3</sup>/ч. Изготавливаются они в заводских условиях,

после чего доставляются на трассу и устанавливаются на бетонных фундаментах.

#### **4.6. Дома линейных ремонтеров**

На трассе магистрального газопровода дома линейных ремонтеров располагаются примерно через 20—25 км один от другого, как правило, в населенных пунктах или вблизи от них. Дом линейного ремонтера чаще всего одноэтажный, имеет надворные постройки, где располагается станция катодной защиты. В доме линейного ремонтера имеется служебное помещение, где в соответствии с табелем хранятся необходимый для работы инструмент, спецодежда, манометры и др. Все дома оборудуются селекторной диспетчерской связью.

На всем протяжении магистрального газопровода или ответвления устанавливаются километровые столбики. Это трехгранные железобетонные столбики, возвышающиеся над землей на 0,7 м. Для лучшей видимости верхняя часть их окрашивается в яркие цвета (красный или оранжевый). Километровые столбики комбинируются с катодными выводами. Поэтому на стороне, обращенной в обратную сторону от газопровода, имеется углубление, куда выходит конец катодного вывода от газопровода для замера потенциала «труба — земля».

## ГЛАВА 5. ОБСЛУЖИВАНИЕ ЛИНЕЙНЫХ СООРУЖЕНИЙ ГАЗОПРОВОДА

### 5.1. Ремонтно-восстановительная служба

В составе каждого районного управления магистрального газопровода имеется ремонтно-восстановительная служба.

В соответствии с Правилами технической эксплуатации магистральных газопроводов на персонал РВС возлагаются следующие обязанности:

1) периодически (по графику) осматривать газопровод и его сооружения с целью выявления и ликвидации утечек газа и других повреждений; выполнять по утвержденному начальником районного управления графику планово-предупредительные ремонты магистрального газопровода, отводов и коммуникаций КС, ГРС, жилых поселков;

2) участвовать в проведении капитальных ремонтов газопроводов, отводов, ГРС; ликвидировать аварии на газопроводах; производить заливку метанола для предупреждения возникновения гидратных пробок; устранять неполадки в технологическом оборудовании магистральных газопроводов и ГРС; содержать полосу отвода и охранную зону в состоянии, предусмотренном Правилами проектирования и сооружения магистральных газопроводов и Правилами технической эксплуатации магистральных газопроводов.

На работников ремонтно-восстановительных служб совместно с ОКС (отделом капитального строительства) управления возлагается также осуществление технического надзора над вновь строящимися отводами от действующих магистральных газопроводов, а также строящимися параллельными нитками. В соответствии с этим работникам аварийных служб необходимо хорошо знать трассу закрепленного за районным управлением участка магистрального газопровода и отводов от него, устройство и работу оборудования, приборов и арматуры, обслуживаемых ремонтно-восстановительной службой.

В соответствии с Правилами технической эксплуатации ежегодно специально создаваемая комиссия проверяет знания персоналом ремонтно-восстановительной службы правил техники безопасности, а также подготовленность их и соответствие разрядам по выполняемой работе.

Численность ремонтно-восстановительной службы зависит от протяженности основной нитки магистрального газопровода, диаметра газопровода и других факторов. В отдельных случаях при обслуживании районным управлением большого участка газопровода в составе районного управления могут быть две и более ремонтно-восстановительные службы, из которых одна размещается вместе с районным управлением, а остальные на ремонтно-аварийных пунктах (РАП) в центре обслуживаемого ими участка газопровода.

Квалификация линейного трубопроводчика, занимающегося обслуживанием и ремонтом магистральных газопроводов, имеет свою специфику. Так, например, линейный трубопроводчик 3-го и 4-го разрядов правит концы труб и зачищает кромки после газовой сварки, разрабатывает грунты с помощью пневматического инструмента, планирует дно траншеи, крепит стенки траншеи и котлована, открывает и закрывает краны и задвижки,

сбрасывает газ через свечи, устанавливает резиновые шары и глиняные пробки при огневых ремонтных работах, подготавливает мастику и наносит антикоррозионную изоляцию на газопровод. Линейный трубопроводчик 5-го разряда монтирует и центрует узлы на газопроводе, делает разметку и устанавливает арматуру и фасонные части, ревизует и ремонтирует запорную арматуру высокого давления, монтирует конденсатосборники, устраняет утечки газа в газопроводе и др.

Линейный трубопроводчик 4-го разряда кроме своей основной работы должен выполнять какую-либо дополнительную работу — управлять трактором или бульдозером, производить резку металла и неотчетственную газовую сварку, обслуживать сварочный агрегат, воздушный компрессор или водоотливной агрегат, выполнять простые кузнечные, малярные, плотницкие или штукатурные работы.

Линейный трубопроводчик 5-го разряда наряду с вышперечисленными работами производит опрессовку и продувку участков газопроводов всех диаметров, монтаж переходов, захлестов и катушек, выполняет работы по ревизии и ремонту оборудования ГРС. Наряду с этим линейный трубопроводчик 5-го разряда должен самостоятельно возглавлять работы, производимые аварийной бригадой. Кроме того, должен уметь управлять и работать на трубоукладчике или экскаваторе.

Электросварщик является основным исполнителем ответственных электросварочных работ при ремонтах и ликвидации аварий на газопроводах. Он должен иметь диплом электросварщика-потолочника и ежегодно сдавать повторные испытания для продления действия диплома.

Шоферы аварийных автомашин кроме своей основной работы обслуживают электросварочные агрегаты, тракторы, передвижные электростанции и водоотливные агрегаты.

*Оснащение ремонтно-восстановительной службы.* Ремонтно-восстановительная служба районных управлений оснащается необходимым транспортом, механизмами и инвентарем для передвижения по трассе газопровода и выполнения ремонтных и аварийных работ большой сложности в любое время года.

Для оснащения аварийных бригад ремонтно-восстановительных служб, приняты автомобили высокой проходимости — ЗИЛ-157-К и ГАЗ-63, ГАЗ-66-02 и УРАЛ-375-Е, оборудованные отопляемыми фургонами и приспособленные к перевозке людей и необходимого аварийного оснащения.

Все оснащение ремонтно-восстановительной службы должно быть в исправном состоянии, инструмент и приспособления должны располагаться в таком порядке, чтобы их можно было использовать в любой момент. Для этого инструмент и материалы, находящиеся в ящиках или на полках в фургоне автомобиля, должны быть так укреплены, чтобы исключалась какая-либо возможность смещения их во время движения.

Сварочные агрегаты, электростанция и компрессорные установки на колесных прицепах транспортируются автомобилями.

Компоновка машин принята следующая: на шасси установлен стандартный

деревянный кузов с утеплителем из пенопласта. Кузов оборудован воздушным отопителем. При внутреннем устройстве этих машин за основу взяты аварийные машины районных управлений магистральных газопроводов.

## **5.2. Линейные ремонтеры**

На магистральных газопроводах для наблюдения за газопроводом и линейными сооружениями, а также производства мелких ремонтов оборудования и сооружений имеются линейные обходчики-ремонтеры.

Линейный ремонтер отвечает за техническое состояние трассы газопровода в пределах закрепленного за ним участка. Протяженность участка составляет 15—20 км в зависимости от рельефа местности, ее застройки, состояния дорог вдоль трассы газопровода, водных преград, наличия сооружений на трассе и т. д.

Живет линейный ремонтер в доме, построенном на трассе газопровода специально для этих целей. В доме линейного ремонтера имеется селекторная связь, в специально оборудованном помещении хранится необходимый для производства мелких работ инструмент и инвентарь согласно утвержденному табелю. В соответствии с Правилами технической эксплуатации магистральных газопроводов в обязанности линейного ремонтера входит:

- 1) обходить трассу по установленному графику;
- 2) немедленно сообщать дежурному диспетчеру о всех обнаруженных неисправностях на трассе газопровода (аварии, утечки газа, неисправности арматуры и др.);
- 3) содержать в надлежащем состоянии линейные краны, задвижки, свечи у кранов, магистральные колодцы, узлы редуцирования газа, конденсатосборники, метанольницы, устройства электрической защиты от коррозии, знаки отчуждения земли и километровые столбики, проезжие и пешеходные мосты, аварийный запас труб, служебный дом с усадьбой, полосу отвода и охранную зону;
- 4) осматривать линию связи и устранять мелкие повреждения (набросы проврдов, захлесты и др.);
- 5) на закрепленном участке продувать конденсатосборники и дренажные трубки;
- 6) в соответствии с графиком снимать показания манометров, установленных на закрепленном за ремонтером участке трассы;
- 7) не допускать в охранной зоне возведения каких-либо построек и производства работ без указания руководства района.

В административном отношении ремонтеры подчиняются начальнику РВС и линейному мастеру, в оперативном — дежурному диспетчеру.

При обходе участка трассы линейный ремонтер обязан внимательно следить за возможными утечками газа. Небольшие утечки можно определить по запаху газа, по пожелтению зеленой растительности вокруг места утечки летом и по потемнению снежного покрова зимой, по скоплению у мест утечки газа большого количества погибших насекомых (мух, пауков и т. п.). На обводненных участках и в заболоченных местах утечки обнаруживаются по

пузырькам от проходящего через воду газа.

При обнаружении утечки газа линейный ремонтер обязан выставить предупредительные знаки, подключить телефонный аппарат к линии связи и доложить дежурному диспетчеру района о месте и характере обнаруженного дефекта, после чего действовать по его указанию.

В процессе обхода линейный ремонтер должен следить за состоянием запорной арматуры, установленной на линейной части газопровода, свечей, конденсатосборников и других устройств для выявления возможных неисправностей и утечек газа.

Магистральные краны запираются на замок, а на штурвалах кранов свечей снимаются шпонки, чтобы не допустить закрытия кранов посторонними лицами и прекращения подачи газа по газопроводу.

Установленная запорная арматура должна быть выкрашена масляной краской; штурвал обычно окрашивают в красный или черный цвет, а корпус крана в серый. Шпиндели задвижек должны быть очищены до металлического блеска и покрыты тонким слоем смазки. Выдвижные шпиндели желательно также покрывать легкими металлическими колпачками.

Во время обхода линейный ремонтер должен уделять особое внимание состоянию подводных переходов и в первую очередь береговых укрепительных сооружений, дамб и донных сооружений. Об их повреждениях, обнажении трубы, появлении пузырьков на воде над газопроводом и других дефектах ремонтер должен немедленно известить диспетчера районного управления для принятия срочных мер. Необходимо также тщательно следить за состоянием переходов через железные и шоссейные дороги. В случае обнаружения значительной утечки газа вблизи железной или шоссейной дороги линейный ремонтер обязан оградить место утечки знаками и выставить их на всех дорогах, ведущих к этому месту. Если место утечки газа находится в непосредственной близости от железной или шоссейной дороги, то необходимо договориться с администрацией или работниками дороги о временном прекращении движения. После этого линейный ремонтер должен немедленно сообщить об аварии диспетчеру района и действовать в соответствии с его указаниями.

В случае возникновения аварии вблизи населенного пункта линейный ремонтер также должен оградить место утечки знаками, выставить знаки на всех дорогах, ведущих к нему, и только после этого сообщить об аварии диспетчеру.

При обходе ремонтер должен следить за возможными размывами газопровода, состоянием водопропускных труб, за состоянием опор и равномерностью натяжения тросов на воздушных переходах, водоотводящих канав, лотков и других сооружений для отвода вод, исправностью одерновки и отмостки в оврагах.

Полосу отвода земли нужно регулярно очищать от кустарников и сорняков. Знаки отвода земли, километровые столбы, катодные выводы, указатели на водных переходах должны быть в хорошем состоянии; все обнаруженные неисправности заносятся в журнал.

Линейный ремонтер во время обхода должен обследовать состояние находящихся на участке катодных выводов дренажных установок и протекторов. Наряду с осмотром трассы газопровода во время обхода линейный ремонтер должен обращать внимание на исправность воздушной связи (если такая имеется) и устранять мелкие повреждения ее.

Одной из важнейших обязанностей линейного ремонтера является наблюдение за охранной зоной газопровода. Для этого ремонтер обязан хорошо знать ширину охранной зоны для различных построек, диаметр газопровода и наибольшее допустимое давление газа.

При обнаружении строительства каких-либо сооружений в охранной зоне линейный ремонтер обязан сообщить об этом начальнику ремонтно-восстановительной службы для принятия мер.

Земли, входящие в охранную зону, остаются у землепользователя, который в охранной зоне может сеять различные культуры и сажать деревья. Однако в охранной зоне запрещено:

1) возводить жилые строения любого типа, а также различного рода постройки и сооружения;

2) производить горные, строительные и монтажные работы без письменного разрешения руководства управления газопровода;

8) располагать полевые станы, устраивать загоны для скота, коновязи, стрельбища и т. д.;

4) на переходах газопровода через водные преграды бросать якоря, устраивать причалы и производить какие-либо дноуглубительные работы без согласования с управлением газопровода.

Линейный ремонтер обязан обходить и осматривать трассу. Кроме того, он обязан продувать конденсатосборники, контролировать давление газа в газопроводе, участвовать в операциях по заливке метанола в газопровод, записывать показания станции катодной защиты.

По окончании обхода линейный ремонтер должен записать в свой журнал все неполадки и дефекты, обнаруженные им при осмотре трассы, указать в журнале, на каком километре обнаружен дефект, и сообщить о результатах обхода дежурному диспетчеру.

Для повседневной работы у линейного ремонтера должна иметься следующая документация:

а) инструкция для линейного обходчика-ремонтера магистрального газопровода;

б) журнал по трассе;

в) журнал по обслуживанию сооружений электрохимической защиты;

г) схема обслуживания участка газопровода;

д) ведомость труб аварийного запаса;

е) инструкция по обслуживанию кранов;

ж) инструкция по обслуживанию редуцирующей колонки;

з) инструкция по наблюдению за установками электрохимической защиты;

- и) инструкция по обращению с метанолом и заливке его в газопровод;
- к) журнал по учету метанола.

На некоторых газопроводах, сооруженных в пустынной зоне, в частности на газопроводе Бухара — Урал, Средняя Азия — Центр и некоторых других, должности линейного ремонтера нет. В этих случаях осмотр трассы газопровода и наблюдение за охранной зоной ведет ремонтно-восстановительная служба, совершая облеты трассы газопровода на вертолетах и самолетах.

При этом могут быть получены не только данные визуального наблюдения за трассой, но и фотодокументальные данные, что особенно важно иметь в период весеннего паводка.

### **5.3. Работы по подготовке к зиме и весеннему паводку**

В осенне-зимний период магистральные газопроводы работают с более значительной нагрузкой, чем в остальное время года.

С наступлением зимнего периода увеличивается производительность газопровода, а следовательно, и давление газа в нем. Температура газа на многих участках снижается до 0°C и ниже, а с ее понижением увеличивается возможность возникновения гидратных пробок, возрастает напряжение в газопроводе, а следовательно, и вероятность возникновения аварий. С наступлением зимнего периода затрудняется доступ для осмотра и ремонта подземной части газопровода и его сооружений и ухудшается проходимость трассы.

Поэтому для увеличения надежности работы газопровода управлениями магистральных газопроводов разрабатывается и в летний период осуществляется целый ряд мероприятий и работ, обеспечивающих наиболее надежную эксплуатацию в зимний период:

- а) выявление загрязненных участков газопровода и очистка их продувкой или пропусканьем специальных очистных поршней;
- б) выявление и ликвидация всех мелких утечек газа;
- в) обследование и в случае необходимости производство ремонта подводных переходов;
- г) засыпка оголенных участков газопровода;
- д) дополнительная ревизия линейной арматуры и оборудования, расположенного на трассе газопровода;
- е) проверка наличия и пополнение аварийного запаса труб, инструмента, инвентаря и спецодежды работников РВС;
- ж) производство необходимого ремонта аварийного автотранспорта, тракторного парка, компрессоров, водоотливных агрегатов и др.;
- з) проверка и ремонт отопления домов линейных ремонтеров и пунктов редуцирования газа;
- и) осмотр и ремонт проезжей дороги вдоль трассы газопровода, мостов, переходов через шоссе и железные дороги и др.;
- к) врезка отводов в газопровод и подключение новых потребителей;

л) ревизия и ремонт оборудования, арматуры и контрольно-измерительных приборов КС и ГРС.

Паводок представляет собой кратковременное, но быстрое поднятие уровня воды в реках в результате бурного таяния снегов, ледников в горах, а также сброса воды из водохранилищ. Причем скорость движения воды достигает на реках равнинной местности 5 —10, а на горных реках — 45 км/ч.

Обычно в период половодья реки выходят из русел, затопляются поймы на больших пространствах, в некоторых случаях паводок вызывает даже наводнения. Выход рек из берегов и быстрое течение воды не только затрудняют обслуживание трассы, но могут также нанести значительные разрушения магистральному газопроводу и его сооружениям. Поэтому, учитывая большую опасность прохода паводковых вод для газопровода, кратковременность периода и трудность продвижения по трассе газопровода в этот период, управление магистрального газопровода ежегодно составляет план-график мероприятий по подготовке к весеннему паводку, который утверждается начальником управления. В него включаются подготовительные мероприятия, предусматривающие предотвращение возможных разрушений от паводковых вод и быструю ликвидацию возможных повреждений.

Во время подготовки к паводку необходимо:

1) проверять состояние переходов через реки, каналы, ручьи овраги; дополнительно отремонтировать береговые укрепления, ледорезы, береговые и промежуточные опоры газопроводов; очистить! от снега и грязи водоотводные канавы;

2) проверить и привести в полную готовность аварийный транспорт, механизмы и оборудование ремонтно-восстановительной службы;

3) подготовить и в случае необходимости доукомплектовать аварийный запас материалов (кислорода, ацетилен, электродов, карбида и пр.), инструмента и горюче-смазочных материалов;

4) привести в порядок мосты, переезды через овраги и балки; отремонтировать и подготовить паромы, плоты, катера, лодки; сделать пешеходные мостики через труднопроходимые места; заготовить и доставить к наиболее опасным в отношении размыва местам (берегам рек, оврагам и др.) камень, песок, щебень, хворост, колья, рогожные мешки и т.д.;

5) проверить и привести в исправное состояние все имеющиеся в районном управлении средства связи, заготовить необходимое количество полевого кабеля и проводов для быстрого восстановления связи в случае повреждения линии, договориться с районными конторами связи о возможности использования каналов Министерства связи, в случае аварий;

б) на участки газопровода, которые могут быть отрезаны и труднодоступны в период паводка, завести необходимый запас труб, сварочные агрегаты, газорезные аппараты, кислород, ацетилен, горючесмазочные материалы, электроды, карбид, а также другое оборудование и материалы, которые могут понадобиться для ликвидации возможных на данном участке аварий.

Во время ледохода на крупных реках следует организовать дежурство

шоферов и работников ремонтно-восстановительной службы, чтобы иметь возможность принимать срочные меры в случае аварии.

В период паводка необходимо вести тщательное наблюдение за состоянием опор газопровода, ледорезов, береговых укреплений; не допускать засорения водоотводных канав, скопления и заторов льда.

На крупных реках следует организовать оснащенные средствами связи специальные посты наблюдения за подъемом и разливом воды, прохождением льда и другими особенностями паводка.

При обнаружении размывов и оголения газопровода необходимо принимать меры по предотвращению всплывания трубы путем пригрузки ее камнями и мешками с песком, установки дополнительных железобетонных или других грузов. В районе перехода газопровода через реки не следует допускать заторов льда во время ледохода.

После прохождения паводка трассу газопровода и все его сооружения тщательно осматривают. С помощью подводно-технических отрядов обследуются подводные двухниточные переходы крупных рек. На основании осмотров составляется план ремонтных работ по ликвидации последствий паводка.

#### **5.4. Содержание аварийного запаса труб**

Для замены пришедших в негодность труб, а также в случае аварии каждому районному управлению выделяется аварийный запас труб, по диаметру и качеству соответствующих трубам уложенного газопровода.

Нормы аварийного запаса труб составляют для однониточного газопровода 0,2%, для двухниточного 0,15% от суммарной длины, для трехниточного разных диаметров — по 0,1% от суммарной длины каждого диаметра газопровода.

Аварийный запас труб хранится на трассе газопровода у домов линейных ремонтеров, на КС и АРП. Для предохранения металла труб от коррозии все трубы с наружной стороны покрывают грунтовкой (праймером), а концы труб закрывают заглушками. При больших диаметрах грунтуют также внутреннюю поверхность труб. Для удобства грунтовки и погрузки их на автомашины во время отправки трубы укладываются на стеллажи в один ряд.

#### **5.5. Проверка изоляции газопровода и наружной поверхности трубы**

Во время эксплуатации по ряду причин может нарушиться изоляционное покрытие. В частности, отставание и выкрашивание изоляции может произойти из-за применения некачественных материалов и нарушения технологии производства работ при строительстве. Изоляция может нарушиться из-за применения повышенного отрицательного потенциала станциями катодной защиты, а также во время весенних паводков. Подача в газопровод газа с высокой температурой также может привести к расплавлению и стеканию с трубы изоляции. Поэтому во избежание коррозии газопровода ежегодно проверяют изоляцию вскрытием газопровода в шурфах.

График проверки изоляции газопровода обычно составляется после

проведения осенних измерений потенциала труба — земля и окончательно уточняется после проведения весенней проверки потенциалов. В график проверки методом шурфования включаются следующие участки магистрального газопровода:

- а) места анодных зон (1 шурф на 1 км газопровода);
- б) газопровод, расположенный в зоне блуждающих токов (1 шурф на 1 км);
- в) после КС на расстоянии до 20 км (1 шурф на 1 км);
- г) участки, заросшие сорняками, в особенности сурепкой (1 шурф на 100 м);
- д) все размытые и оголенные участки газопровода проверяются на всем протяжении.

Глубина и длина шурфа должны обеспечивать доступ для осмотра изоляции по всему периметру трубы. Рытье шурфов на действующем газопроводе должно производиться в соответствии с правилами техники безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов.

Наблюдения за состоянием наружной поверхности газопровода обычно проводятся одновременно с проверкой изоляции в тех же шурфах. Проверкой устанавливаются степень поражения труб коррозией, наличие отдельных или групповых каверн и их глубина, приблизительное время образования каверн, количество их на единицу площади трубы, а также увеличение каверн после введения в эксплуатацию установок катодной или протекторной защиты.

На результаты осмотра изоляции и осмотра поверхности трубы составляется акт. На основании тщательного изучения актов делается заключение о пригодности изоляционного покрытия газопровода или необходимости его замены.

## ГЛАВА 6. БОРЬБА С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ И ЗАКУПОРКОЙ ГАЗОПРОВОДОВ

Полная или частичная закупорка газопровода в процессе эксплуатации может произойти по следующим причинам:

а) попадания в газопровод строительного мусора, земли, кусков дерева и других предметов, по недосмотру оставленных в газопроводе после строительства или ремонта;

б) попадания и накопления мелких частиц породы, выносимой из газовых скважин, проскочивших через промышленные газосепараторы и пылеуловители, а также окалины и мелких кусочков металла, оставшихся на внутренних стенках труб; эти частицы, двигаясь с потоком газа, постепенно оседают в пониженных местах и на поворотах и уменьшают сечение трубы;

в) образования ледяных пробок вследствие замерзания скопившейся в низких местах воды, попавшей в газопровод при строительстве или вынесенной из газовых скважин; при понижении температуры газа в газопроводе имеющаяся в газе влага может конденсироваться, что также способствует образованию ледяных пробок;

г) выпадания газового конденсата при перекачке природного, искусственного или попутного нефтяного газа;

д) отложения кристаллогидратов, образующихся при наличии влаги в газе при определенных давлении и температуре.

При полной или частичной закупорке газопровода образуется перепад давления газа, величина которого, т. е. разность давлений до и после закупорки, зависит от величины образовавшейся пробки. Давление на выходе КС даже при образовании небольшой закупорки начинает повышаться, а сразу же после пробки резко падает, и на всем последующем участке газопровода устанавливается пониженное давление.

Наличие загрязнений в газопроводе должно определяться путем систематического наблюдения за перепадами давления газа и сверки этих перепадов с расчетными. При обнаружении на каком-либо из участков газопровода завышенного перепада необходимо сразу же проверить установленные на участке манометры, убедиться в правильности их показаний и продуть манометрические штуцера, так как в зимнее время их отверстия часто забиваются льдом. Если перепад давлений на участке все же держится, то необходимо установить за ним систематическое наблюдение, снимать показания манометров через 15—20 мин. Одновременно необходимо определить характер засорения газопровода и принять меры по его очистке.

Наиболее часто закупорки газопровода происходят в зимний период в связи с образованием гидратных пробок. Образование гидратов может иметь место на всех газопроводах, за исключением транспортирующих газ с точкой росы паров воды ниже минимальной рабочей температуры. Гидраты углеводородных газов являются неустойчивыми соединениями углеводородов с водой и представляют собой белые кристаллы, внешне похожие на снег или лед. Они состоят из одной или

нескольких молекул газа (метана, пропана, углекислого газа и др.) и воды.

Основными факторами, определяющими условия образования гидратов, являются состав газа, его давление, температура, насыщенность газа парами воды. К технологическим факторам, влияющим на образование гидратов, относят:

- а) недостаточно тщательные продувки газопровода перед пуском;
- б) отсутствие конденсатосборников и продувочных патрубков в пониженных местах газопровода или нерегулярное удаление из них скапливающейся жидкости;
- в) недостаточную очистку газа до подачи его в магистральный газопровод.

### **6.1. Определение зон гидратообразования**

Очень важно знать места возможного гидратообразования в газопровode, чтобы своевременно предупредить или ликвидировать гидратные пробки. Для обнаружения зон гидратообразования и своевременного предотвращения его необходимо знать состав транспортируемого газа, его плотность, изменение температуры и давления в газопровode и влажность подаваемого в него газа. По составу, давлению и температуре газа определяются условия образования гидратов, а по влагосодержанию — возможность образования гидратов в данных условиях.

Персонал диспетчерской службы систематически ведет наблюдение за перепадами давления по манометрам, установленным вдоль трассы газопровода. По показаниям этих манометров строятся графики падения давления

Зоны возможного гидратообразования определяются путем анализа графика с наложением графиков давления и температуры в газопровode и температуры образования гидратов.

### **6.2. Предупреждение образования гидратных пробок**

На магистральных газопроводах могут применяться следующие способы предупреждения образования гидратов:

- а) поддержание температуры газа выше температуры образования гидратов (предварительный подогрев газа);
- б) снижение давления газа в газопровode ниже равновесного давления образования гидратов;
- в) ввод в газопровод веществ, препятствующих гидратообразованию;
- г) осушка газа перед подачей его в газопровод.

На магистральных газопроводах подогрев газа практически применять невозможно и экономически нецелесообразно, так как он требует больших капитальных и эксплуатационных расходов. Применяется он на подземных хранилищах газа и небольших ГРС. В качестве подогревателей используют паровые теплообменники различных конструкций.

Снижение давления при образовании гидратной пробки приводит к разложению гидрата. Давление снижают следующим образом. Отключают

участок газопровода, в котором образовалась пробка, и через продувочные свечи с обеих сторон пробки сбрасывают из него газ в атмосферу. Сбрасывать газ нужно постепенно, не допуская хотя бы незначительного перепада. Для этого на обводах кранов устанавливаются манометры, и между кранами создается надежная связь.

Ранее применялось одностороннее стравливание газа между одним из кранов и гидратной пробкой. Однако такой метод рекомендован быть не может, так как имелись случаи, когда одностороннее давление газа с силой сдвигало пробку, и получался гидравлический удар, приводивший к повреждению крана.

Снижение давления дает положительный эффект при ликвидации гидратной пробки, образовавшейся при положительных температурах. При отрицательных температурах этот метод не дает результата.

Чаще всего с гидратообразованием борются с помощью ингибиторов. В качестве ингибиторов могут применяться метиловый спирт (метанол), раствор диэтиленгликоля (ДЭГ), триэтиленгликоля (ТЭГ) и раствор хлористого кальция. Ингибиторы, введенные в поток природного газа, частично поглощают водяные пары и переводят их в раствор, не образующий гидратов или же образующий их при более низких температурах.

Метанол ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ) получил широкое применение для борьбы с гидратами и применяется как для ликвидации уже образовавшихся гидратных пробок, так и для профилактических заливок с целью предупреждения гидратообразования. Метанол заливают при помощи метанольниц — сосудов высокого давления емкостью 250—1000 л.

Метанол — сильно ядовитая и легко воспламеняющаяся бесцветная жидкость, по вкусу и запаху напоминающая винный спирт. Небольшие количества метанола (10—15 г), выпитые человеком, вызывают тяжелые отравления организма, ведущие к слепоте и даже к смерти. Большие дозы метанола приводят к смерти.

К работе с метанолом, получению его от поставщиков, перевозке, хранению и заливке в газопровод допускаются только лица, прошедшие специальный инструктаж и проверку знаний о вредности метанола и мерах безопасности при работе с ним.

В каждом РУ приказом начальника должно быть назначено постоянное ответственное лицо за использование метанола, в обязанности которого вменяется инструктаж всех работников, привлекаемых к получению от поставщиков, транспортировке, хранению и заливке метанола в газопровод, а также наблюдение за ведением метанольного хозяйства в РУ. Кроме того, приказом по РУ заведующий складом обязывается принимать метанол на склад, хранить и отпускать его со склада.

Лица, допускаемые к работе с метанолом, должны не менее двух раз в год проходить проверку знаний Инструкции о порядке получения от поставщиков, хранения, отпуска и заливки метанола в газопровод с обязательным оформлением результатов проверки.

Работы по ремонту емкостей, в которых хранится метанол (емкости на

складе и на трассе, метанольницы и автоцистерны), разрешается производить только после полного освобождения их от метанола, тщательной промывки, пропаривания и анализа проб газовой среды, взятых из емкостей.

Приемка метанола от железной дороги и других поставщиков производится специальным уполномоченным, назначенным приказом начальника РУ. Уполномоченный совместно с представителем железной дороги обязан проверить сохранность метанола, исправность тары и целостность пломб, а также обеспечить дальнейшую охрану метанола до приемки на склад РУ.

Слив метанола из цистерн разрешается производить только в герметически закрывающуюся металлическую тару с помощью насоса или самотеком. Применение ведер и сифонов запрещается. Слив должен производиться полностью без остатка в цистерне.

Для придания метанолу неприятного запаха и цвета необходимо:

1) на площадке слива метанола из железнодорожной цистерны перед отправкой автоцистерны на склад РУ залить в нее химические чернила или другой краситель темного цвета, хорошо растворяющийся в метаноле, из расчета 2—3 л красителя на 1000 л метанола;

2) по окончании перевозки (или в ходе заполнения емкости на складе РУ) ответственному за пользование метанола в РУ, ответственному за приемку и перевозку метанола и заведующему складом с участием представителя местного комитета профсоюза произвести заливку в емкости одоранта (этилмеркаптана  $C_2H_5SH$ ) из расчета 1 л на 1000 л метанола и 1% керосина, на что составить акт по специальной форме в трех экземплярах за подписью указанных выше лиц; акт утверждается начальником или главным инженером РУ.

Не реже одного раза в месяц главный инженер РУ совместно с начальником ремонтно-восстановительной службы, бригадиром аварийно-ремонтной бригады при участии представителя местного комитета профсоюза проверяют остаток метанола, его пахучесть и цвет. При обесцвечивании и недостаточно сильном запахе метанола в емкость добавляются одорант и краситель.

На складах метанол должен храниться в исправной металлической таре. Люки, лазы и устройства для слива должны постоянно находиться под пломбой. На емкостях должны быть предупредительные надписи, предусмотренные инструкцией. Емкость базисного склада должна быть не менее одной большегрузной железнодорожной цистерны.

Склад метанола должен быть огражден колючей проволокой, оборудован герметичным раздаточным устройством, обеспечен замерными устройствами и средствами пожаротушения. Входная дверь должна закрываться на замок и пломбироваться заведующим складом, а сам склад должен круглосуточно охраняться. Сохранность пломб на емкостях и входной двери фиксируется ежедневно в постовом журнале охраны.

При наличии дорог вдоль трассы газопровода, обеспечивающих проезд к местам заливки метанола в любое время года, промежуточные запасные

емкости у домов линейных ремонтеров не устанавливаются, а по мере необходимости метанол доставляется в автоцистернах и заливается в метанольницы.

При отсутствии дорог во избежание срывов транспортировки газа из-за несвоевременной подвозки метанола на трассе газопровода у метанольниц вблизи домов линейных ремонтеров могут создаваться необходимые запасы метанола. Емкости таких хранилищ метанола делают подземными и испытывают их давлением, равным испытательному давлению магистрали газопровода. Метанольница из промежуточной емкости заправляется перекачиванием метанола газом, подводимым из магистрали газопровода, или с помощью насоса.

Метанольницы и емкости для хранения метанола, расположенные на трассе газопровода, должны быть ограждены колючей проволокой, опломбированы и закрыты на замок. На метанольнице должны быть предупреждающие надписи и знаки.

Все операции с метанолом должны производиться в строгом соответствии с Инструкцией о порядке получения от поставщиков, хранения, отпуска и заливки метанола в газопровод.

Наряду с метанолом для предупреждения образования и ликвидации гидратов в последнее время применяется также хлористый кальций  $\text{CaCl}_2$ . Хлористый кальций значительно дешевле метанола, менее дефицитен. Кроме того, хлористый кальций не токсичен и работа с ним не опасна.

Однако приготовление раствора хлористого кальция требует сооружения специальной установки, в связи с чем применение его в трассовых условиях очень затруднено. Поэтому в настоящее время хлористый кальций на магистральных газопроводах не применяется, а находит широкое применение для предупреждения и ликвидации гидратных пробок на газовых промыслах и подземных хранилищах газа. Он может быть также использован на установках по осушке газа.

## ГЛАВА 7. ОЧИСТКА ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

Как уже отмечалось, эффективность работы газопровода во многом зависит от чистоты внутренней поверхности трубы. При гладких стенках труб пропускная способность газопровода приближается к расчетной. Если же внутренняя поверхность трубы загрязнена, то производительность газопровода снижается, а перепад давления на этом участке увеличивается.

Во время эксплуатации газопроводов необходимо следить за отложением в них механических примесей, воды, конденсатов, тяжелых углеводородов, турбинного и солярового масел и др. Особенно необходимо следить за внутренней загрязненностью поверхности газопровода, перекачивающего газ, содержащий сероводород. В этих случаях внутри газопровода может образовываться и скапливаться пирофорная пыль.

После окончания строительства газопроводов при недостаточно тщательной продувке в них остается много воды, песка и грязи.

При эксплуатации газопроводов вода, скапливающаяся в низких местах, в осенне-зимний период способствует возникновению гидратных и ледяных пробок, что также вызывает значительное сокращение пропускной способности, а в некоторых случаях и полную закупорку газопровода.

Меры, принимаемые для борьбы с гидратообразованием, и удаления из газопровода конденсата не приводят к полной очистке его; значительная часть загрязнений остается в газопровode. Поэтому для более полного удаления загрязнений необходимо периодически (желательно в летний период) очищать внутреннюю поверхность газопровода продувкой отдельных участков газом и с применением ерша или без него.

Эксплуатационная продувка газопровода — это большое и сложное мероприятие, связанное с остановкой газопровода и сбрасыванием в атмосферу большого количества газа. В связи с этим продувки должны производиться на основании накопленных и обработанных эксплуатационных данных. Предварительно должны быть проведены работы по обследованию газопровода, в результате которых определяются перепады давления, коэффициенты гидравлического сопротивления и коэффициенты эффективности всех участков газопровода.

Продувки газопровода в период его эксплуатации во многих случаях проводят без применения ерша. Вырезку из газопровода катушки и установку продувочного патрубка для продувки без остановки газопередачи проводят на участках, имеющих двухниточные переходы (в поймах рек, на переходах через болота, КС и др.). На двухниточных газопроводах, имеющих перемычки, патрубки можно врезать в любом месте.

Работы по продувке производятся в приведенной ниже последовательности (рисунок 1.13):

1) основная нитка перехода перекрывается кранами 1 и 3, газ передается по резервной нитке перехода. Из основной нитки газ сбрасывается и производится установка продувочного патрубка 2;

2) перекрываются краны В и 5, открывается кран 1 и продувается участок

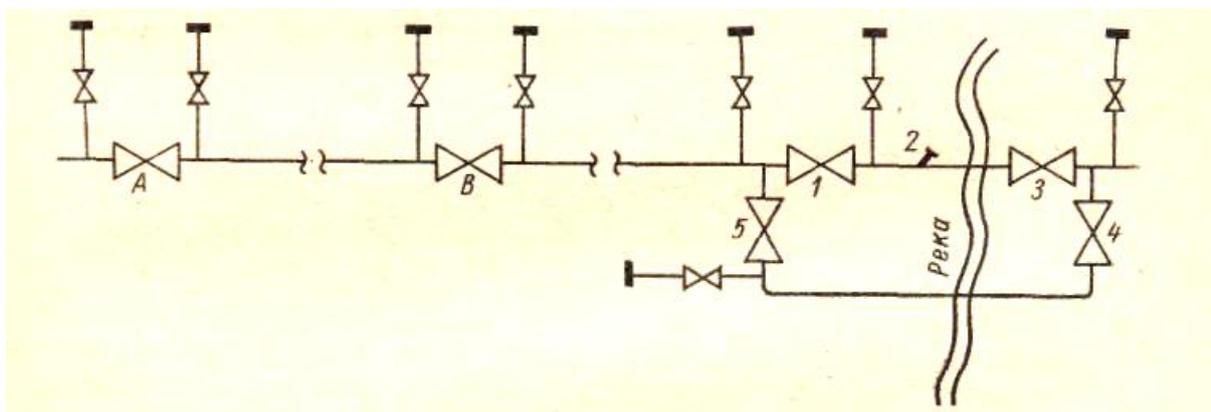
газопровода между кранами В и 1;

3) открывается кран В и производится продувка газопровода на всем участке от крана А до крана 1;

4) для окончательной продувки всего участка газопровода открывается кран А;

5) после окончания продувки (продувка производится до выхода чистого газа) кран 1 закрывается, открывается кран 5, и газ направляется по обводному газопроводу;

6) вырезается продувочный патрубок, вваривается катушка и открываются краны 1 и 3.



**Рисунок 1.13. Схема эксплуатационной продувки газопровода**

Таким образом, при этом методе перекачка газа по газопроводу прекращается только на время продувки (3—4 ч), так как во время производства огневых работ газ передается по резервной нитке. На сильно загрязненных участках, а также в местах, где расстояние между речными переходами значительное, изменяют направление патрубка на обратное и продувают оба прилегающие к переходу участка как по ходу газа, так и с обратной стороны.

Эксплуатационная продувка газопровода с ершом производится реже и лишь на отдельных участках газопровода между кранами.

При эксплуатационной продувке газопроводов должен соблюдаться определенный порядок работ, обеспечивающий их четкое и безопасное проведение. Перекрываемые краны магистрального газопровода с местом продувки соединяются надежной телефонной или радиосвязью. Место продувки охраняется специальными постами. Принимаются меры к недопущению образования в трубе взрывоопасной газозвушной смеси.

Перед началом работ составляется инструкция, в которой подробно должны быть указаны все этапы работы и мероприятия, обеспечивающие безопасность проведения работ. Инструкция утверждается главным инженером управления магистральных газопроводов и согласовывается с газовой инспекцией. Весь персонал, участвующий в продувке, должен строго соблюдать инструкцию.

Иногда, в особенности в первый период эксплуатации газопровода,

вследствие замерзания оставшейся в газопроводе воды образуются ледяные пробки. Если образовавшаяся пробка не поддается растворению метанолом, приходится применять подогрев. Подогрев газопровода является несовершенной и опасной операцией, поэтому применять его можно лишь в самых крайних случаях.

Подогрев производят следующим образом. В предполагаемом месте образования пробки отрывают котлован. В трубе после предварительного снижения давления до 60—80 мм вод. ст. просверливают отверстие и нарезают метчиком резьбу, в которую ввертывают штуцер с игольчатым вентилем. К вентилю присоединяют шланг с длинной трубкой на конце. Зажигают выходящий из отверстия газ, количество которого регулируется вентилем, и прогревают трубу до полного растворения ледяной пробки. Если ледяная пробка имеет большую длину, то просверливают несколько отверстий и прогрев производят в нескольких местах. После окончания прогрева в отверстие загоняется металлический чопик, который затем обваривается.

Так как при обогреве полностью сгорает изоляция, то после окончания работ ее следует нанести заново.

Для предупреждения образования пробки и засорения газопровода необходимо тщательно следить за работой пылеуловителей и конденсатосборников, периодически продувать пылеуловители, а скапливающуюся в водосборниках влагу систематически (по графику) выдувать из газопровода. Также необходимо следить за нормальной работой установки по осушке газа на головных сооружениях.

Тщательное наблюдение за режимом работы газопровода — необходимое условие для предупреждения его засорения и обеспечения работы на полную пропускную способность.

## ГЛАВА 8. ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТИ

### 8.1. Свойства нефти, влияющие на технологию ее транспорта

На технологию транспорта и хранения нефти в той или иной мере влияют ее физические свойства (плотность, вязкость), испаряемость, пожаровзрывоопасность, электризация, токсичность.

**Плотность** нефти при 20 °С колеблется в пределах от 760 до 940 кг/м<sup>3</sup>. С увеличением температуры она уменьшается по закону прямой. От правильного определения плотности нефти в резервуарах зависит точность ее учета, а в конечном счете — прибыль предприятия.

**Вязкость** — один из важнейших параметров нефти. От нее зависит выбор технологии перекачки, энергозатраты на транспортировку нефти и др. Вязкость нефти России при 20 °С в 1,3...310,3 раз превышает вязкость воды. Величина вязкости предопределяет способ транспортировки нефти по трубопроводам. Маловязкие нефти перекачивают при температуре окружающей среды без предварительной обработки, а высоковязкие нефти перекачивают одним из следующих способов: в смеси с маловязкими разбавителями, после предварительной механической или термической обработки, с предварительным подогревом и др. (подробнее эти способы рассмотрены ниже).

**Температура застывания** имеет существенное значение для транспортирования нефти, так как по мере приближения к ней фактической температуры жидкости затрудняется или становится невозможным ее перемещение. Переход нефти из одного агрегатного состояния в другое совершается не при одной постоянной температуре, а в некотором интервале их значений. Поэтому температура застывания является условной величиной. Она зависит главным образом от химического состава нефти и от содержания в ней парафина и смол.

Температурой застывания нефти принято считать температуру, при которой нефть, налитая в пробирку стандартных размеров, остается неподвижной в течение одной минуты при наклоне пробирки под углом 45°. Температура застывания маловязкой нефти составляет до — 25 °С и поэтому ее можно транспортировать при температуре окружающей среды. С увеличением содержания парафина температура застывания увеличивается. Для нефти полуострова Мангышлак она доходит до + 30 °С. Ее можно перекачивать только специальными методами.

**Испаряемость** — свойство нефти и нефтепродуктов переходить из жидкого состояния в газообразное при температуре меньшей, чем температура кипения. Испарение углеводородных жидкостей происходит при любых температурах до тех пор, пока газовое пространство над ними не будет полностью насыщено углеводородами. Скорость испарения нефти и нефтепродуктов зависит, в основном, от содержания в них легких фракций (пропан, бутаны) и от температуры.

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

**Пожароопасность** нефти и нефтепродуктов определяется величинами

температур вспышки, воспламенения и самовоспламенения. Под **температурой вспышки** паров понимают температуру, при которой пары жидкости, нагретой при определенных условиях, образуют с воздухом смесь, вспыхивающую при поднесении к ней открытого пламени. Углеводородные жидкости с температурой вспышки 61 °С и ниже относятся к легковоспламеняющимся, выше 61 °С — к горючим. Под **температурой воспламенения** понимают температуру, при которой жидкость при поднесении открытого пламени горит. Обычно температура воспламенения на 10—50 °С выше температуры вспышки. Под **температурой самовоспламенения** понимают температуру нагрева жидкости, при которой ее пары воспламеняются без поднесения открытого огня. В зависимости от температуры воспламенения установлено пять групп пожароопасных смесей:

$$T_1 > 450 \text{ °С}; T_2 = 300\text{—}450 \text{ °С}; T_3 = 200\text{—}300 \text{ °С}; T_4 = 135\text{—}200 \text{ °С}; \\ T_5 = 100\text{—}135 \text{ °С}.$$

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

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

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

## 8.2. Свойства нефтепродуктов, влияющие на технологию их транспорта

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

**Плотность** светлых нефтепродуктов при 20 °С находится в пределах от 725 до 860 кг/м<sup>3</sup>. С увеличением температуры она уменьшается.

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

**Испаряемость** нефтепродуктов находится в прямо пропорциональной

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

Рассмотрим краткую характеристику нефтепродуктопроводов.

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

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

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

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

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

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

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

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

**Отводом** называют часть разветвленного нефтепродуктопровода, предназначенную для подачи нефтепродуктов непосредственно потребителям. На отводе перекачивающая станция отсутствует, а в его начале резервуарная

емкость не предусматривается. Для отвода характерны периодичность работы и относительно небольшая протяженность.

По количеству труб различают однетрубный и многотрубный отводы, а по конфигурации — сложный и простой отводы. **Однетрубный отвод** — это отвод, состоящий из одного трубопровода. **Многотрубный отвод** включает в себя два и более параллельных трубопроводов. **Сложный отвод** в отличие от **простого** имеет разветвленную структуру.

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

На перекачивающих станциях НПП также устанавливаются основные и подпорные центробежные насосы. Из основных насосов типа НМ на нефтепродуктопроводах наибольшее распространение получили насосы НМ 360-460, НМ 500-300, НМ 1250-260. Кроме того, находятся в эксплуатации многоступенчатые насосы НПС 200-700, консольные насосы НК 560/300, а также насосы прошлых лет выпуска: 10Н8х4, 14Н12х2. Подпорные насосы представлены типами 8НД<sub>в</sub>Н, 12НД<sub>с</sub>Н, 14НД<sub>с</sub>Н. В качестве привода насосов используются синхронные и асинхронные электродвигатели в обычном и взрывобезопасном исполнении.

### **8.3. Особенности трубопроводного транспорта нефтепродуктов**

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

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

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

Последовательность партий нефтепродуктов в цикле формируется с учетом их состава, свойств и качества. Рекомендуется следующая последовательность нефтепродуктов в цикле:

1. Дизельное топливо летнее.
2. Дизельное топливо экспортное.
3. Дизельное топливо летнее.
4. Топливо для реактивных двигателей.

5. Дизельное топливо зимнее.
6. Дизельное топливо летнее.
7. Керосин или топливо печное бытовое.
8. Дизельное топливо летнее.
9. Автобензин А-98.
10. Автобензин А-95.
11. Автобензин А-93.
12. Автобензин А-92.
13. Автобензин А-76.
14. Автобензин А-72.

Далее цикл повторяется. При меньшей номенклатуре нефтепродуктов в цикле следует придерживаться рекомендуемых пар контактирующих жидкостей.

В период закачки в нефтепродуктопровод очередной партии какого-либо продукта другие нефтепродукты, поступающие с НПЗ, принимаются в резервуары головной перекачивающей станции.

Особенностью последовательной перекачки является образование некоторого количества смеси в зоне контакта двух следующих друг за другом нефтепродуктов. Причиной смесеобразования является неравномерность осредненных местных скоростей по сечению трубопровода. Кроме того, некоторое количество смеси образуется при переключении задвижек на головной перекачивающей станции в период смены нефтепродукта.

Для уменьшения объема смеси в отдельных случаях в зону контакта нефтепродуктов вводят специальные устройства — разделители (дисковые, манжетные, шаровые и др.). Кроме того, на конечном пункте нефтепродуктопровода предусматриваются мероприятия по исправлению и реализации получающейся смеси нефтепродуктов.

Успешное осуществление технологии последовательной перекачки невозможно без четкого контроля за продвижением смеси. Методы и приборы контроля последовательной перекачки основаны на различии свойств перекачиваемых жидкостей. Контроль осуществляют по изменению плотности, вязкости, диэлектрической постоянной, скорости распространения ультразвука и др. В отдельных случаях в зону контакта нефтепродуктов вводят вещество-индикатор, которое распределяется по длине зоны смеси в соответствии с изменением концентрации. В качестве таких индикаторов могут применяться радиоактивные изотопы (кобальта, сурьмы, йода, бария), флуоресцентные красители и др.

#### **8.4. Состав сооружений магистральных нефтепроводов**

##### *Классификация нефтепроводов*

По своему назначению нефтепроводы подразделяются на три группы:

1. внутренние - предназначенные для соединения различных объектов и установок на промыслах, нефтескладах и перекачивающих станциях;
2. местные - соединяющие промыслы с головными сооружениями магистрального нефтепровода, нефтеперерабатывающие заводы с пунктами

налива в железнодорожные цистерны или водный транспорт. Их протяженность может достигать нескольких десятков километров;

3. магистральные - предназначенные для транспортирования больших грузопотоков нефти на значительные расстояния (до нескольких тысяч километров). Характеризуются наличием нескольких перекачивающих станций и относительной непрерывностью работы. Рабочее давление в магистральных нефтепроводах обычно достигает 5...7,5 МПа.

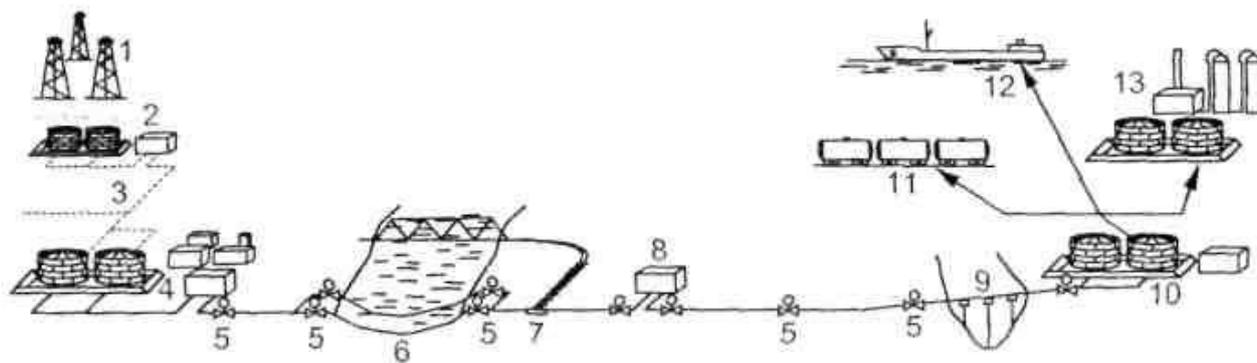
Согласно нормам технологического проектирования ВНТП к магистральным нефтепроводам относятся трубопроводы протяженностью свыше 50 км, диаметром от 219 до 1220 мм включительно, предназначенные для перекачки товарной нефти из районов добычи или хранения до мест потребления (перевалочных нефтебаз, НПЗ,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

В соответствии со строительными нормами и правилами СНиП 2.05.06-85 магистральные нефтепроводы подразделяются на четыре класса:

- 1-й класс - Ду от 1000 до 1200 мм включительно;
- 2-й класс - Ду от 500 до 1000 мм;
- 3-й класс - Ду от 300 до 500 мм;
- 4-й класс - Ду менее 300 мм.

#### *Основные объекты и сооружения магистрального нефтепровода*

В состав магистрального нефтепровода входят следующие комплексы сооружений (рисунок 1.14) :



**Рисунок 1.14. Схема сооружений магистрального нефтепровода**

1 - промыслы; 2 - нефтесборный пункт; 3 - подводные трубопроводы; 4 - головная перекачивающая станция; 5 - линейная задвижка; 6 - подводный переход; 7 - переход под железной дорогой; 8 - промежуточная перекачивающая станция; 9 - надземный переход через овраг (ручей); 10 - конечный пункт нефтепровода (нефтебаза); 11 - пункт налива нефти в железнодорожные цистерны; 12 - перевалка на водный транспорт; 13 - пункт сдачи нефти на нефтеперерабатывающем заводе

- подводные трубопроводы, связывающие источники нефти (промысловый нефтесборный пункт) с головными сооружениями трубопроводов;

- головная перекачивающая станция (ГПС), на которой производится прием нефти, ее учет и перекачка на следующую станцию;

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

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

- линейные сооружения.

К линейным сооружениям магистрального нефтепровода относятся:

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

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

■ переходы через естественные и искусственные препятствия:

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

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

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

■ устройства приема и пуска скребка, предназначенные для очистки трубопровода в процессе эксплуатации, а также для запуска и приема средств внутритрубной диагностики. Они размещаются на расстоянии до 300 км друг от друга и, как правило, совмещаются с перекачивающими станциями. Устройства приема и пуска скребка должны предусматриваться также на лупингах и резервных нитках протяженностью более 3 км, и на отводах протяженностью более 5 км. Технологические схемы устройств приема и пуска скребка должны обеспечивать различные варианты технологических операций в зависимости от расположения на нефтепроводе: пропуск, прием и пуск, только пуск или только прием, а также обеспечивать возможность осуществления перекачки без остановки ПС в процессе очистки или диагностики нефтепровода;

■ станции противокоррозионной (катодной, дренажной) защиты трубопровода;

■ линии связи и электропередачи. Линия связи имеет в основном диспетчерское назначение и является ответственным сооружением. Нарушение связи приводит, как правило, к остановке перекачки. Линия электропередачи (ЛЭП) предназначена для питания вспомогательных систем и станций катодной защиты (СКЗ);

■ вдольтрассовые дороги, аварийно-восстановительные пункты (АВП), дома линейных ремонтеров, вертолетные площадки.

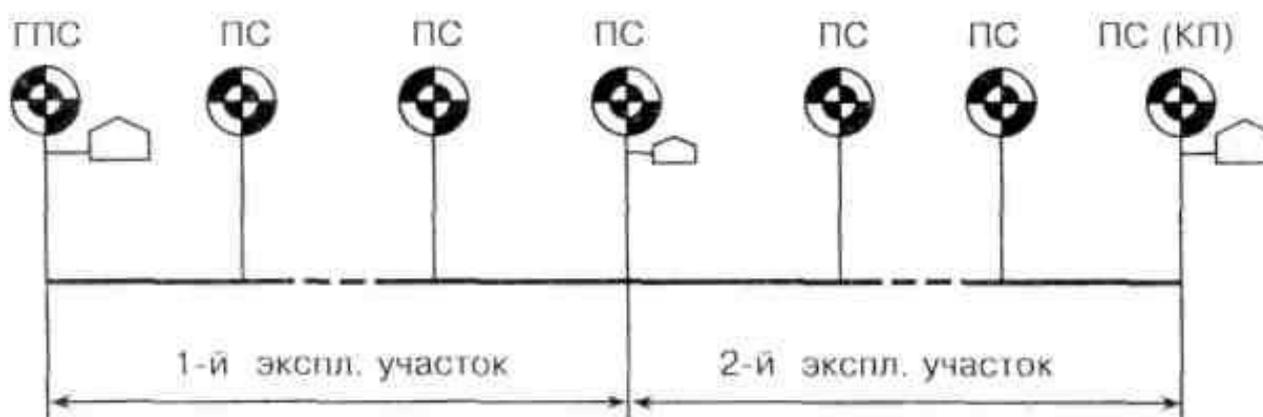
Перекачивающие станции представляют собой сложный комплекс сооружений для подачи транспортируемой нефти в магистральный трубопровод. Они подразделяются на головную и промежуточные.

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

■ Промежуточные перекачивающие станции предназначаются для поддержания необходимого давления в магистральном нефтепроводе в процессе перекачки. В отличие от ГПС в их состав, как правило, не входят резервуарный парк, подпорная насосная и узел учета.

Расстановка перекачивающих станций по трассе выполняется на основании гидравлического расчета с учетом по возможности равномерного распределения давления на них. Среднее расстояние между станциями составляет:

- для первой очереди 100...200 км;
- для второй очереди 50... 100 км.



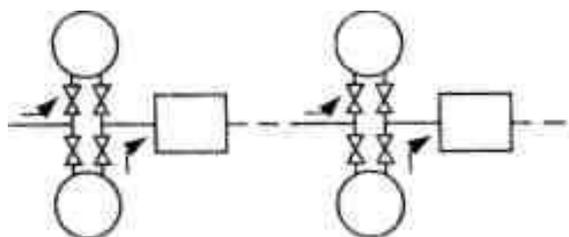
**Рисунок 1.15. Схема эксплуатационных участков МНП**

Магистральные нефтепроводы большой протяженности разбиваются на эксплуатационные участки длиной 400...600 км (рисунок 1.15). На границах эксплуатационных участков располагаются перекачивающие станции, состав которых аналогичен ГПС, но с резервуарным парком меньшей вместимости (0,3...0,5 суточной производительности  $Q_{сут}$ ). Эта емкость должна быть увеличена до 1,0...1,5  $Q_{сут}$  в случае обеспечения приемо-сдаточных операций. Через цепь последовательно расположенных перекачивающих станций нефть поступает на конечный пункт. На КП производится прием нефти, её учет, перевалка на другие виды транспорта или сдача потребителю. Резервуарный парк КП должен иметь такую же вместимость, что и резервуарный парк ГПС.

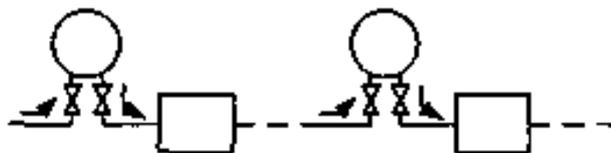
## 8.5. Системы перекачки

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

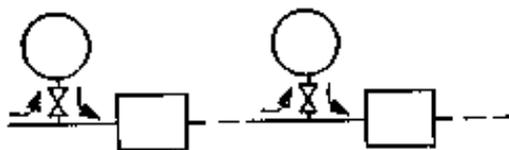
При постанционной перекачке нефть поочередно принимают в один из резервуаров перекачивающей станции, а откачивают из другого. Эта система позволяет достаточно точно учитывать перекачиваемую нефть по замерам уровня в резервуарах. Основным недостатком системы - большие потери от испарения при заполнении-опорожнении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



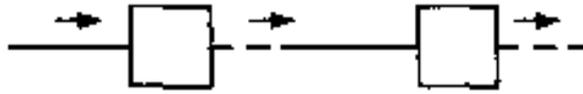
При перекачке через резервуар ПС нефть от предыдущей станции поступает в резервуар, который служит буферной емкостью, и одновременно из него откачивается. Вследствие перемешивания нефти в резервуаре потери от испарения также велики.



При перекачке с подключенным резервуаром нефть через резервуар не проходит, поскольку он соединен с отводом от всасывающей линии станции. Уровень в резервуаре изменяется незначительно в зависимости от величины разности расходов, которые обеспечивают данная и предыдущая ПС. При равенстве этих расходов уровень нефти остается практически неизменным. Потери от испарения определяются суточными колебаниями температур (потери от «малых дыханий»).



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



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

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

### **8.6. Основное оборудование перекачивающих станций**

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

Насосы магистральных нефтепроводов должны отвечать следующим требованиям:

- большие подачи при сравнительно высоких напорах;
- долговременность и надежность непрерывной работы;
- простота конструкции и технологического обслуживания;
- компактность;
- экономичность.

Этим свойствам отвечают центробежные насосы. Другие типы насосов для перекачки нефти по магистральным трубопроводам в настоящее время не применяются.

Для нормальных условий эксплуатации магистральных центробежных насосов абсолютное давление перекачиваемой жидкости на входе должно превышать давление насыщенных паров. При нарушении этого условия перекачка жидкости прекращается. Если же это произойдет внутри рабочих органов насоса, то возникает явление кавитации, приводящее к разрушению лопаток насоса. Поэтому для надежной и безотказной работы магистральных центробежных насосов требуется обеспечение необходимого подпора, который обычно создается вспомогательными подпорными насосами (на ГПС), либо за счет напора, передаваемого от предыдущих ПС. Подпорные насосы должны иметь хорошую всасывающую способность, которая достигается благодаря сравнительно низкой частоте вращения вала и применению специальных

предвключенных колес. Устанавливают подпорные насосы как можно ближе к резервуарному парку. Чтобы обеспечить заполнение насосов нефтью и уменьшить гидравлические потери напора во всасывающей линии, подпорные насосы часто заглубляют.

Для перекачки нефти по магистральным нефтепроводам разработан ряд нефтяных центробежных насосов серии НМ (нефтяной магистральный), отвечающих следующим требованиям:

- температура перекачки от -5 до 80°C (268...353К);
- вязкость перекачиваемой жидкости до  $3 \cdot 10^4$  м<sup>2</sup>/с;
- содержание механических примесей до 0,06%.

Диапазон номинальной подачи магистральных насосов серии НМ составляет 125... 10000 м<sup>3</sup>/ч. Насосы с подачей до 1250 м<sup>3</sup>/ч являются секционными (многоступенчатыми) с рабочими колесами одностороннего входа. Насосы с подачей 1250 м<sup>3</sup>/ч включительно и выше - одноступенчатые спирального типа с двухсторонним подводом жидкости к рабочему колесу. Насосы секционного типа имеют низкое значение допустимого кавитационного запаса, что позволяет исключить применение подпорных насосов (таблица 1.3).

Таблица 1.3. Номинальные параметры магистральных насосов

Марка	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Допустимый кавитационный запас, м	К.П.Д., %
НМ 125-550	125	550	4,0	72
НМ 180-500	180	500	4,0	72
НМ 250-475	250	475	4,0	75
НМ 360-460	360	460	4,5	78
НМ 500-300	500	300	4,5	80
НМ 710-280	710	280	6,0	80
НМ 1250-260	1250	260	20,0	80
НМ 1800-240	1800	240	25,0	83
НМ 2500-230	2500	230	32,0	86
НМ 3600-230	3600	230	40,0	87
НМ 5000-210	5000	210	42,0	88
НМ 7000-210	7000	210	52,0	89
НМ 10000-210	10000	210	65,0	89
НМ 10000-210 (на повышенную подачу)	12500	210	89,0	87

Для магистральных насосов с подачей 2500 м<sup>3</sup>/ч и более разработаны сменные роторы с производительностью 0,5 и 0,7 от номинальной Q<sub>ном</sub>. Насос НМ 1250-260 имеет сменный ротор на подачу 900 м<sup>3</sup>/ч, а насос НМ 10000-210 - дополнительный сменный ротор на 1,25 Q<sub>ном</sub>. Все насосы нормального ряда НМ

выпускаются в горизонтальном исполнении и имеют единую частоту вращения 3000 об/мин.

В качестве подпорных насосов нормального ряда применяют насосы серии НМП (нефтяной магистральный подпорный) и серии НПВ (нефтяной подпорный вертикальный), технические характеристики которых приведены в таблице 1.4. Для вновь проектируемых магистральных нефтепроводов предпочтительней использовать вертикальные подпорные насосы.

Таблица 1.4. Номинальные параметры магистральных насосов

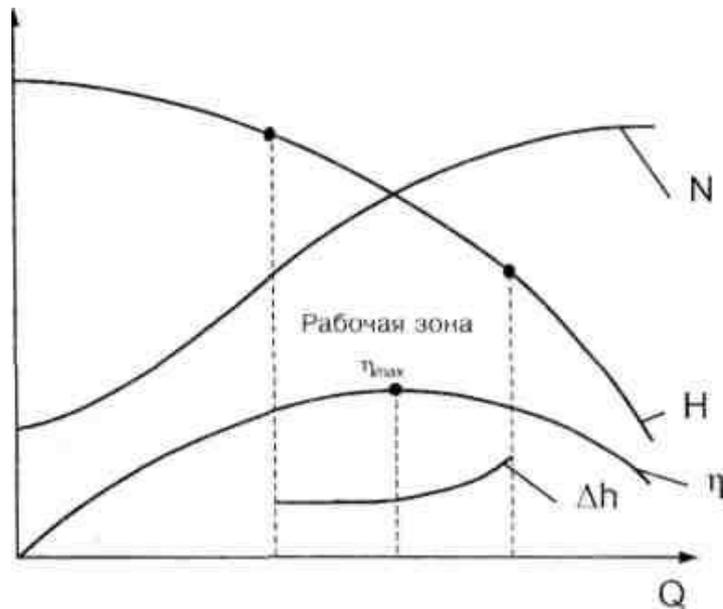
Марка	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Допустимый кавитационный запас, м	К.П.Д., %	Частота вращения, об/мин
НМП 2500-74	2500	74	3,0	72	1000
НМП 3600-78	3600	78	3,0	83	1000
НМП 5000-115	5000	115	3,5	85	1000
НПВ 1250-60	1250	60	2,2	76	1500
НПВ 2500-80	2500	80	3,2	82	1500
НПВ 3600-90	3600	90	4,8	84	1500
НПВ 5000-120	5000	120	5,0	85	1500

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

В качестве привода для магистральных и подпорных насосов широкое распространение получили асинхронные и синхронные электродвигатели. В зависимости от исполнения электродвигателей они устанавливаются либо совместно в одном зале с насосами, либо в помещении, отделенном от насосного зала противопожарной стеной.

### **8.7. Рабочие характеристики насосных агрегатов и станций**

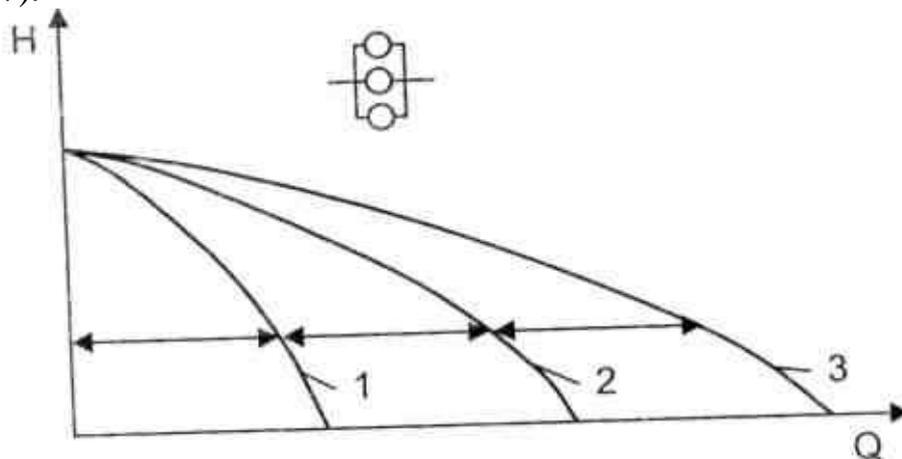
Характеристиками центробежных насосов называются зависимости развиваемого напора  $H$ , потребляемой мощности  $N$ , коэффициента полезного действия  $\eta$  и допустимого кавитационного запаса  $\Delta h$  от подачи  $Q$  (рисунок 1.16).



**Рисунок 1.16. Характеристики центробежного насоса**

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

Для определения суммарной напорной характеристики нескольких параллельно работающих насосов складываются абсциссы характеристик  $H(Q)$  (рисунок 1.17).

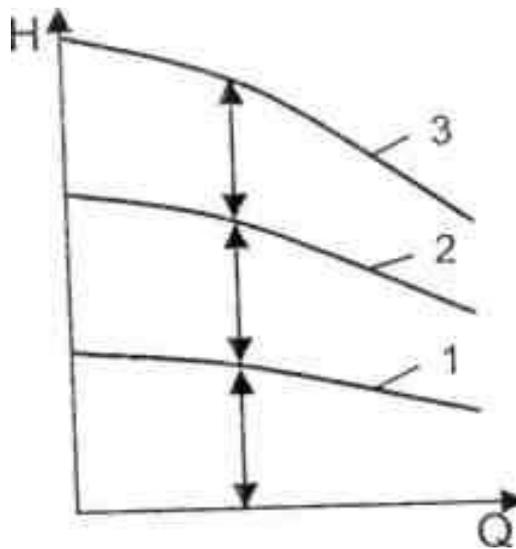


**Рисунок 1.17. Суммарная характеристика  $H(Q)$  параллельно соединенных насосов**

*1 - одного насоса; 2 - двух насосов; 3 - трех насосов*

При последовательном соединении производится сложение ординат (напоров насосов), соответствующих одинаковым расходам (рисунок 1.18.)

-0-0-0-



**Рисунок 1.18. Суммарная характеристика  $H(Q)$  последовательно соединенных насосов**

*1 - одного насоса, 2 - двух насосов; 3 - трех насосов*

Напорная характеристика центробежного насоса может быть описана уравнением параболы

$$h = a - bQ^2$$

где  $a$  и  $b$  - коэффициенты, определяемые по заводской характеристике насоса.

При параллельном соединении  $p$  однотипных насосов их суммарная напорная характеристика имеет вид:

$$h = a - b(Q/p)^2$$

При последовательном соединении  $s$  однотипных насосов аналитическая зависимость суммарной напорной характеристики может быть представлена в виде:

$$h = s(a - bQ^2)$$

## ГЛАВА 9. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Технологический расчет магистрального нефтепровода предусматривает решение следующих основных задач:

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

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

Расчет эксплуатационных режимов заключается в определении производительности нефтепровода, давления на выходе станций и подпоров перед ними при условиях перекачки, отличающихся от проектных. Одновременно рассматриваются вопросы регулирования работы нефтепровода.

### 9.1. Исходные данные для технологического расчета

Проектирование нефтепровода выполняется на основании проектного задания, в котором указываются: начальный и конечный пункт трубопровода; потребность в перекачке нефти (на перспективу); пропускная способность в целом по системе и по участкам; размещение пунктов путевых сбросов (подкачек) нефти; сроки ввода в эксплуатацию нефтепровода по очередям строительства.

Трасса магистрального нефтепровода должна быть максимально приближена к геодезической прямой, однако, как правило, на практике это не представляется возможным. Трасса трубопровода не должна пересекать крупные населенные пункты, заповедники, объекты горных выработок. Нецелесообразно прокладывать трубопровод через озера, по болотам, вдоль русел рек, если их можно обойти при незначительном удлинении трассы.

При выборе трассы изучаются геологические, климатические, гидрологические и сейсмические условия района прокладки. Большую помощь оказывает применение аэрофотосъемки. По имеющимся данным намечаются несколько вариантов прохождения трассы, число которых сильно возрастает с увеличением протяженности трубопровода и узловых точек (мест отборов или подкачек нефти, заданных промежуточных пунктов и т. п.). Для выбора оптимального варианта трассы в настоящее время широко используется ЭВМ. В качестве критерия оптимальности наиболее признанными являются экономические: приведенные затраты, капитальные вложения и эксплуатационные расходы. В качестве дополнительных критериев могут быть приняты минимальные металлозатраты, время строительства и вероятность его завершения в заданные сроки.

На основании топографических изысканий выбранной трассы нефтепровода строится сжатый продольный профиль, представляющий собой разрез земной поверхности вертикальной плоскостью, проходящей через ось трассы. Чертеж профиля выполняется в двух масштабах - вертикальном и горизонтальном - которые отличаются по величине. По чертежу профиля трассы определяют необходимые для гидравлического расчета расчетную длину нефтепровода, разность геодезических (нивелирных) отметок.

По сжатому профилю трассы выполняют расстановку перекачивающих станций.

Основными параметрами для технологического расчета являются:

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

$$T_P = \frac{1}{L} \cdot \sum_{i=1}^n l_i$$

где  $L$  - полная протяженность нефтепровода;

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

$n$  - число участков.

*Плотность и вязкость* нефти определяются на основании лабораторных анализов либо из справочных данных. Расчетная плотность при температуре  $T=T_P$  определяется по формуле

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

где  $\xi$  - температурная поправка, кг/(м<sup>3</sup>К),

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{293}$$

$\rho_{293}$  - плотность нефти при 293К, кг/м<sup>3</sup>.

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

формула Вальтера (ASTM)

$$\lg \lg(v_T + 0,8) = A + B \cdot \lg T$$

где  $v_T$  - кинематическая вязкость нефти, мм<sup>2</sup>/с;

$A$  и  $B$  - постоянные коэффициенты, определяемые по двум значениям вязкости  $v_1$  и  $v_2$  при двух температурах  $T_1$  и  $T_2$

$$B = \frac{\lg \left[ \frac{\lg(v_2 + 0,8)}{\lg(v_1 + 0,8)} \right]}{\lg T_2 - \lg T_1} ; \quad A = \lg \lg(v_1 + 0,8) - B \cdot \lg T_1$$

формула Филонова-Рейнольдса

$$v_T = v_1 \cdot \exp[-u \cdot (T - T_1)]$$

где  $u$  - коэффициент крутизны вискограммы,  $1/K$

$$u = \frac{\ln v_1 - \ln v_2}{T_2 - T_1} = \frac{\ln \frac{v_1}{v_2}}{T_2 - T_1}$$

Расчетное число рабочих дней магистрального нефтепровода  $N_p$  определяется с учетом затрат времени на техническое обслуживание, ремонт и ликвидацию повреждений. Оно зависит от условий прокладки трубопровода, его протяженности и диаметра (таблица 1.5).

Таблица 1.5. Расчетное число рабочих дней магистрального нефтепроводов

Протяженность нефтепровода, км	Диаметр нефтепровода, мм	
	до 820 включ.	свыше 820
до 250	357	355
от 250 до 500	356 / 355	353 / 351
от 500 до 700	354 / 352	351 / 349
свыше 700	352 / 350	349 / 345

В числителе указаны значения  $N_p$  для нормальных условий прокладки, в знаменателе - при прохождении нефтепроводов в сложных условиях (заболоченные и горные участки, доля которых в общей протяженности трассы составляет не менее 30%).

*Укрупненные технико-экономические показатели:* стоимость линейной части и оборудования ПС, стоимость электроэнергии, отчисления на амортизацию, текущий ремонт и собственные нужды, заработная плата персонала и т. д.

## 9.2. Основные зависимости для гидравлического расчета нефтепровода

Расчетная часовая производительность нефтепровода определяется по формуле

$$Q = \frac{G_{\text{год}}}{24 \cdot N_p \cdot \rho} \cdot 10^9$$

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

$\rho$  - расчетная плотность нефти,  $\text{кг/м}^3$

$N_p$  - расчетное число рабочих дней (табл. 1.3).

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

$$P = \rho \cdot g \cdot (h_n + m_m \cdot h_m) \cdot 10^6$$

Где  $g$  - ускорение свободного падения;

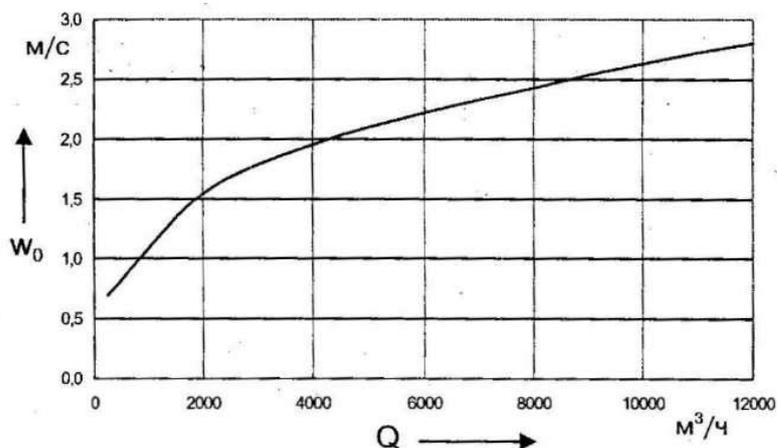
$h_n$   $h_m$  - соответственно напоры, развиваемые подпорным и магистральным насосами;

$m_M$  - число работающих магистральных насосов на перекачивающей станции.

Ориентировочное значение внутреннего диаметра *вычисляется по формуле*

$$D_o = \sqrt{\frac{4 \cdot Q_{\text{ч}}}{3600 \cdot \pi \cdot w_o}}$$

где  $w_o$  - рекомендуемая ориентировочная скорость перекачки, определяемая из графика (рисунок 1.19).



**Рисунок 1.19. Зависимость рекомендуемой скорости перекачки от плановой производительности нефтепровода**

По значению  $D_o$  принимается ближайший стандартный наружный диаметр  $D_n$ . Значение  $D_n$  можно также определять по таблице 1.6. Для дальнейших расчетов и окончательного выбора диаметра нефтепровода назначаются несколько (обычно три) смежных стандартных диаметра.

**Таблица 1.6. Параметры магистральных нефтепроводов**

Производительность $G$ , млн.т./год	Наружный диаметр $D_n$ , мм	Рабочее давление $P$ , МПа
0,7 ... 1,2	219	8,8 ... 9,8
1,1 ... 1,8	273	7,4 ... 8,3
1,6 ... 2,4	325	6,6 ... 7,4
2,2 ... 3,4	377	5,4 ... 6,4
3,2 ... 4,4	426	5,4 ... 6,4
4,0 ... 9,0	530	5,3 ... 6,1
7,0 ... 13,0	630	5,1 ... 5,5
11,0 ... 19,0	720	5,6 ... 6,1
15,0 ... 27,0	820	5,5 ... 5,9
23,0 ... 50,0	1020	5,3 ... 5,9
41,0 ... 78,0	1220	5,1 ... 5,5

Для каждого значения принятых вариантов стандартных диаметров вычисляется *толщина стенки трубопровода*

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

$P$  - рабочее давление в трубопроводе, МПа;

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

$R_1$  - расчетное сопротивление металла трубы, МПа

$$R_1 = \frac{\sigma_B \cdot m_y}{k_1 \cdot k_H}$$

$\sigma_B$  - временное сопротивление стали на разрыв, МПа;

$m_y$  - коэффициент условий работы;

$k_1$  - коэффициент надежности по материалу;

$k_H$  - коэффициент надежности по назначению;

Вычисленное значение толщины стенки трубопровода округляется в большую сторону до стандартной величины из рассматриваемого сортамента труб.

Внутренний диаметр трубопровода определяется по формуле

$$D = D_H - 2\delta.$$

Гидравлический расчет нефтепровода выполняется для каждого конкурирующего варианта. Результатом гидравлического расчета является определение потерь напора в трубопроводе.

Потери напора в трубопроводе

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

Полные потери напора в трубопроводе составят

$$H = h_\tau + h_{MC} + \Delta z + h_{ост}.$$

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

$$H = 1,02h_\tau + \Delta z + h_{ост}.$$

Под разностью геодезических отметок понимают разность отметок конца и начала трубопровода  $\Delta z = z_K - z_H$ . Величина  $\Delta z$  может быть как положительной (перекачка на подъем), так и отрицательной (под уклон).

Остаточный напор  $h_{ост}$  необходим для преодоления сопротивления технологических коммуникаций и заполнения резервуаров конечного пункта (а

также промежуточных перекачивающих станций, находящихся на границе эксплуатационных участков).

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

$$h_{\tau} = \lambda \cdot \frac{L_p}{D} \cdot \frac{w^2}{2g}$$

либо по обобщенной формуле Лейбензона

$$h_{\tau} = \beta \cdot \frac{v^m \cdot Q^{2-m}}{D^{5-m}} \cdot L_p$$

где  $L_p$  - расчетная длина нефтепровода;

$D$  - внутренний диаметр трубы;

$w$  - средняя скорость течения нефти по трубопроводу;

$Q$  - расход нефти.

$v$  - расчетная кинематическая вязкость нефти;

$\lambda$  - коэффициент гидравлического сопротивления;

$\beta, m$  - коэффициенты обобщенной формулы Лейбензона.

Значения  $\lambda, \beta$  и  $m$  зависят от режима течения жидкости и шероховатости внутренней поверхности трубы. Режим течения жидкости характеризуется безразмерным параметром Рейнольдса

$$Re = \frac{w \cdot D}{v} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D \cdot v}$$

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

Гидравлически гладкие трубы  $2320 < Re < Re_1$ ;

Зона смешанного трения  $Re_1 < Re < Re_2$ ;

Квадратичное (шероховатое) трение  $Re > Re_2$ .

Значения переходных чисел Рейнольдса  $Re_1$  и  $Re_2$  определяют по формулам

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

где  $k = k_s/D$  – относительная шероховатость трубы;

$k_s$  - эквивалентная (абсолютная) шероховатость стенки трубы, зависящая от материала и способа изготовления трубы, а также от ее состояния. Для нефтепроводов после нескольких лет эксплуатации можно принять  $k_s = 0,2$  мм.

Расчет коэффициентов  $\lambda, \beta$  и  $m$  выполняется по формулам, приведенным в таблице 1.7.

Таблица 1.7. Значения коэффициентов  $\lambda, \beta$  и  $m$  для различных режимов течения жидкости

Режим течения		$\lambda$	$m$	$\beta, c^2/m$
ламинарный		$64/Re$	1	4,15
турбулентный	гидравлически гладкие трубы	$0,3164/Re^{0,25}$	0,25	0,0246
	смешанное трение	$0,11 \cdot (68/Re + \bar{k})^{0,25}$	0,123	$0,0802 \cdot 10^{(0,127 \cdot \bar{k} - 0,627)}$
	квадратичное трение	$0,11 \cdot \bar{k}^{0,25}$	0	$0,0826 \cdot \lambda$

### 9.3. Гидравлический уклон

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

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

С учетом предыдущего выражения уравнение по определению потерь напора на местные сопротивления принимает вид

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

Графическое представление выражения показано на рисунке 1.20.

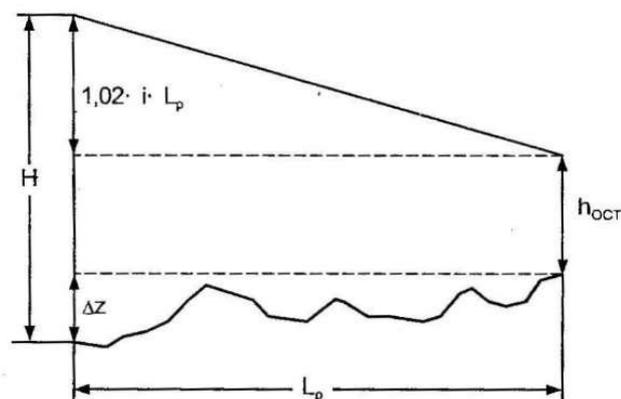


Рисунок 1.20. Графическое представление линии гидравлического уклона

Как видно из рисунка, линия гидравлического уклона показывает распределение напора по длине трубопровода. Напор в любой точке трассы определяется вертикальным отрезком, отложенным от линии профиля трассы до пересечения с линией гидравлического уклона. При графических построениях (расстановке ПС на профиле трассы) положение линии гидравлического уклона должно учитывать надбавку на местные сопротивления.

### 9.4. Трубопроводы с лупингами и вставками

На практике в ряде случаев трубопроводы оборудуются параллельными участками (лупингами), а также участками другого диаметра (вставками). В этом случае гидравлический уклон на таких участках будет отличаться от гидравлического уклона основной магистрали. Согласно уравнению неразрывности для трубопроводов без сбросов и подкачек

$$Q = w_1 \cdot F_1 = w_2 \cdot F_2 = w_n \cdot F_n = \text{idem}$$

где  $w_1..w_n$  - скорость течения жидкости в сечениях  $F_1...F_n$ .

Таким образом, чем больше площадь сечения трубопровода  $F$ , тем меньше скорость течения, следовательно, меньше и значение гидравлического уклона (рисунок 1.21).

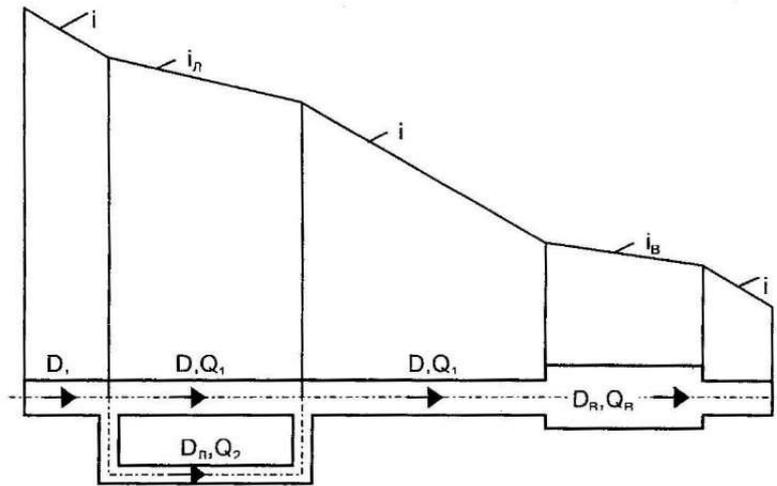


Рисунок 1.21. Соотношение гидравлических уклонов на различных участках трубопровода

Определим соотношение между гидравлическими уклонами лупинга (вставки) и магистрали. Будем при этом полагать, что режим течения нефти на этих участках одинаков ( $m, \beta = \text{idem}$ ).

По формуле Лейбензона гидравлический уклон магистрали равен

$$i = \beta \cdot \frac{v^m \cdot Q^{2-m}}{D^{5-m}}$$

для участка с лупингом величина гидравлического уклона составит

$$i_{\text{л}} = \beta \cdot \frac{v^m \cdot Q_1^{2-m}}{D^{5-m}} = \beta \cdot \frac{v^m \cdot Q_2^{2-m}}{D_{\text{л}}^{5-m}}$$

Из предыдущих выражений следует, что

$$\frac{Q_1^{2-m}}{D^{5-m}} = \frac{Q_2^{2-m}}{D_{\text{л}}^{5-m}} \quad \text{и} \quad \frac{Q_1}{Q_2} = \left( \frac{D}{D_{\text{л}}} \right)^{\frac{5-m}{2-m}}$$

Выражая расход  $Q_2$  через  $Q_1$ , получим

$$Q_2 = Q_1 \cdot \left( \frac{D_{\text{л}}}{D} \right)^{\frac{5-m}{2-m}}$$

Учитывая, что  $Q = Q_1 + Q_2$ , можно записать

$$Q = Q_1 + Q_1 \cdot \left( \frac{D_{\text{л}}}{D} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} = Q_1 \cdot \left[ 1 + \left( \frac{D_{\text{л}}}{D} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} \right]$$

$$\frac{Q^{2-m}}{i} = \frac{Q_1^{2-m}}{i_{\text{л}}},$$

Из очевидного соотношения  $\frac{Q^{2-m}}{i} = \frac{Q_1^{2-m}}{i_{\text{л}}}$ , запишем выражение для гидравлического уклона участка с лупингом

$$i_{\text{л}} = i \cdot \left( \frac{Q_1}{Q} \right)^{2-m} = i \cdot \frac{Q_1^{2-m}}{Q_1^{2-m} \cdot \left[ 1 + \left( \frac{D_{\text{л}}}{D} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} \right]^{2-m}} =$$

$$= i \cdot \frac{1}{\left[ 1 + \left( \frac{D_{\text{л}}}{D} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} \right]^{2-m}} = i \cdot \omega$$

$$\omega = \frac{1}{2^{2-m}}$$

При равенстве  $D = D_{\text{л}}$  величина

Тогда при ламинарном режиме  $\omega=0,5$ ; при турбулентном режиме В зоне гидравлически гладких труб  $\omega=0,297$ ; в зоне смешанного течения  $\omega=0,272$ ; в зоне квадратичного трения  $\omega=0,25$ .

Рассуждая аналогично, получим соотношение гидравлических уклонов для участков со вставкой. На участке со вставкой величина гидравлического уклона определяется из выражения

$$i_{\text{в}} = \beta \cdot \frac{v^m \cdot Q_{\text{в}}^{2-m}}{D_{\text{в}}^{5-m}}$$

Из чего вытекает очевидное соотношение

$$\frac{Q^{2-m}}{i \cdot D^{5-m}} = \frac{Q_{\text{в}}^{2-m}}{i_{\text{в}} \cdot D_{\text{в}}^{5-m}}$$

Поскольку расходы нефти в магистрали и на участке со вставкой одинаковы, т. е.  $Q=Q_{\text{в}}$ , можно записать

$$i \cdot D^{5-m} = i_{\text{в}} \cdot D_{\text{в}}^{5-m}$$

Отсюда следует

$$i_{\text{в}} = i \cdot \left( \frac{D}{D_{\text{в}}} \right)^{5-m} = i \cdot \Omega$$

## 9.5. Определение перевальной точки и расчетной длины нефтепровода

*Перевальной точкой* называется такая возвышенность на трассе нефтепровода, от которой нефть приходит к конечному пункту нефтепровода самотеком. Таких вершин в общем случае может быть несколько. Расстояние от начала нефтепровода до ближайшей из них называется *расчетной длиной нефтепровода*. Рассмотрим это на примере нефтепровода протяженностью  $L$ , диаметром  $D$  и производительностью  $Q$  (рисунок 1.22).

Прежде чем приступить к расстановке перекачивающих станций по трассе нефтепровода, необходимо исследовать трассу на наличие перевальной точки. Для этого на сжатом профиле трассы в соответствии с выбранными масштабами длин и высот строится прямоугольный треугольник, изображающий потери напора на некотором участке трубопровода. Построения выполняются в следующем порядке:

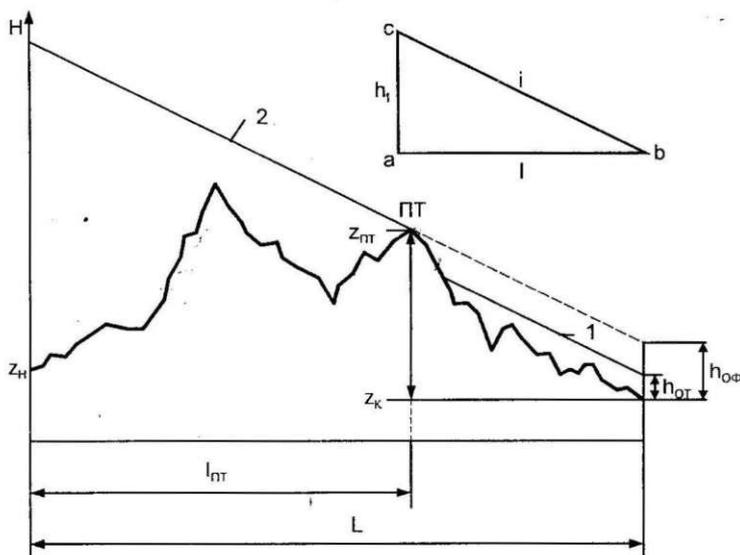
В горизонтальном масштабе откладывается отрезок  $ab$ , соответствующий участку нефтепровода длиной  $L$ .

Определяется значение потерь напора на трение (с учетом надбавки на местные сопротивления) для участка длиной  $l$

$$h_f = 1,02 \cdot \lambda \cdot \frac{l}{D} \cdot \frac{w^2}{2g} = 1,02 \cdot \beta \cdot \frac{v^m \cdot Q^{2-m}}{D^{5-m}} \cdot l = 1,02 \cdot i \cdot l$$

Из точки  $a$  перпендикулярно вверх откладываем отрезок  $ac$ , равный величине  $h_f$  в масштабе высот.

Соединив точки  $b$  и  $c$ , получим треугольник  $abc$ , называемый также гидравлическим треугольником. Его гипотенуза  $bc$  определяет положение линии гидравлического уклона в выбранных масштабах.



**Рисунок 1.22. Графическое определение перевальной точки и расчетной длины нефтепровода**

Из конечной точки трассы с учетом требуемого остаточного напора  $h_{от}$  параллельно гипотенузе  $bc$  проведем линию гидравлического уклона 1. Ее пересечение с линией профиля указывает на наличие перевальной точки. Для ее определения проведем параллельно линии гидравлического уклона 2, с расчетом, чтобы она касалась профиля и нигде его не пересекала. Место касания линии 2 с линией профиля обозначает положение перевальной точки, определяющей расчетную длину нефтепровода.

Это говорит о том, что достаточно закачать нефть на перевальную точку, чтобы она с тем же расходом достигла конечного пункта трубопровода. Самотек нефти обеспечен, так как располагаемый напор ( $z_{пт} - z_k - h_{от}$ ) больше напора, необходимого на преодоление сопротивления на участке от перевальной точки до конечного пункта

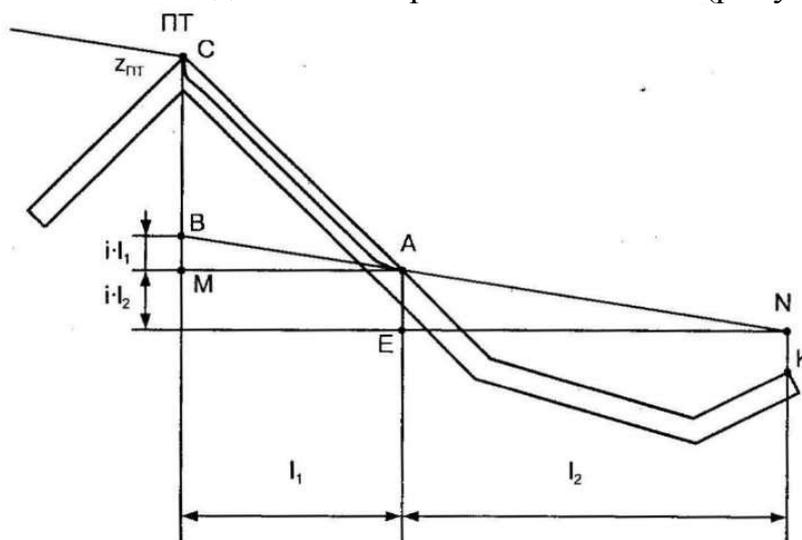
$$(z_{пт} - z_k - h_{от}) > i \cdot (L - l_{пт}),$$

где  $l_{пт}$  - расстояние от начального пункта нефтепровода до перевальной точки.

В этом случае за расчетную длину трубопровода принимают расстояние  $L_p = l_{пт}$ , а разность геодезических отметок принимается равной  $\Delta z = z_{пт} - z_n$ . Если пересечение линии гидравлического уклона с профилем отсутствует, то расчетная длина трубопровода равна его полной длине  $L_p = L$ , а  $\Delta z = z_k - z_n$ .

Следует отметить, что перевальная точка не всегда является самой высокой точкой на трассе (рисунок 1.22.).

Рассмотрим течение жидкости за перевальной точкой (рисунок 1.23).



**Рисунок 1.23. Течение жидкости за предельной точкой**

На интервале между перевальной точкой и конечным пунктом выделим два участка: АС длиной  $l_1$  и АК длиной  $l_2$ . Самотечное движение нефти на участке АК обеспечивается напором  $AE = i l_2$

На первом участке располагаемый напор  $CM$  превышает требуемый напор  $BM = i \cdot l_1$  на величину  $BC$ . Следовательно, на участке АС гидравлический уклон должен быть больше  $i$ . Это возможно лишь в случае увеличения скорости течения нефти на участке АС. Как следует из уравнения неразрывности  $Q = w \cdot F$ , с возрастанием скорости  $w$  площадь живого сечения потока  $F$  должна уменьшаться. Это говорит о движении жидкости на участке АС неполным сечением трубопровода. Давление жидкости на этом участке ниже, чем в любой точке трубопровода и равно давлению насыщенных паров нефти (то есть абсолютное давление в трубопроводе меньше атмосферного). Пространство над свободной поверхностью жидкости будет заполнено выделившимися из нее парами и растворенными газами. При значительной длине самотечного участка вследствие высокой скорости потока происходит отрыв и унос парогазовых пузырьков в нижней части газовой полости. По мере удаления от самотечного участка давление жидкости возрастает, что приводит к кавитационным процессам из-за резкого схлопывания пузырьков. В свою очередь это может привести к значительной вибрации трубопровода и сопровождается повышенным уровнем шума.

Длительная работа нефтепровода на пониженных режимах перекачки является причиной продолжительного существования газовой полости за перевальной точкой. Повышенное содержание в нефти сернистых соединений может вызвать ускоренное протекание коррозионных процессов на внутренней поверхности стенки трубы над свободной поверхностью жидкости.

При увеличении расхода перекачиваемой нефти перевальная точка может исчезнуть, однако процесс растворения парогазового скопления продолжается

длительное время. Если скорость течения достаточно велика, скопления газа выносятся потоком жидкости и могут достичь резервуара на конечном пункте нефтепровода. Сопровождающий это явление гидравлический удар приводит к повреждению резервуаров и их оборудования.

Если на конечном пункте нефтепровода поддерживать повышенный напор  $h_{OF}$  (рисунок 1.22), то появления перевальных точек на трассе можно избежать (линия гидравлического уклона 2 будет продолжена пунктирной линией).

### 9.6. Характеристика нефтепровода

Характеристикой нефтепровода называется зависимость потерь напора от расхода. Для трубопровода постоянного диаметра можно записать

$$H = 1,02 \cdot i \cdot L_p + \Delta z + N_3 h_{OCT}$$

где  $N_3$  - число эксплуатационных участков.

Для определения гидравлического уклона воспользуемся следующей компактной формулой:

$$i = f \cdot Q^{2-m}$$

где  $f = \beta \cdot \frac{v^m}{D^{5-m}}$  гидравлический уклон при единичном расходе.

Тогда выражение можно переписать в виде

$$H = 1,02 \cdot f \cdot L_p \cdot Q^{2-m} + \Delta z + N_3 h_{OCT}$$

В общем случае, когда линейная часть нефтепровода оборудована лупингами и вставками, зависимость примет вид

$$H = 1,02 \cdot [i \cdot (L_p - l_{л} - l_{в}) + i_{л} l_{л} + i_{в} l_{в}] + \Delta z + N_3 h_{OCT}$$

или учитывая, что  $i_{л} = i \cdot \omega$  и  $i_{в} = i \cdot \Omega$

$$H = 1,02 \cdot i \cdot [L_p - l_{л}(1-\omega) - l_{в}(1-\Omega)] + \Delta z + N_3 h_{OCT}$$

С учетом всех них зависимость принимает вид

$$H = 1,02 \cdot f \cdot Q^{2-m} \cdot [L_p - l_{л}(1-\omega) - l_{в}(1-\Omega)] + \Delta z + N_3 h_{OCT}$$

Вышестоящие выражения являются уравнениями характеристики нефтепровода в аналитической форме. Графически характеристика нефтепровода представлена на рисунке 1.24.

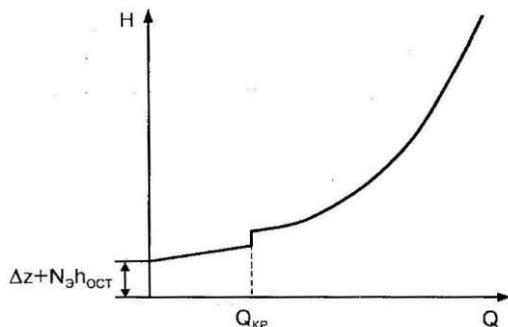


Рисунок 1.24. Характеристика нефтепровода

Начальная точка характеристики трубопровода совпадает с величиной отрезка  $\Delta z + N_3 h_{\text{ост}}$ . В диапазоне расходов от 0 до  $Q_{\text{кр}} = \pi \cdot D \cdot v \cdot \text{Re}_{\text{кр}} / 4$  (область ламинарного режима течения при  $\text{Re}_{\text{кр}} = 2320$ ) зависимость  $H$  от  $Q$  линейная. При  $Q > Q_{\text{кр}}$  характеристика имеет вид параболы вида  $Q^{2-m}$ .

Величины  $v$ ,  $D$  и  $L_p$  определяют крутизну характеристики трубопровода. Чем меньше диаметр  $D$  и чем больше вязкость нефти  $v$  и расчетная длина нефтепровода  $L_p$ , тем круче его характеристика.

При практических расчетах нет необходимости в построении характеристики  $H=f(Q)$  от начальной точки, то есть при  $Q=0$ . Вполне достаточно построить характеристику по нескольким точкам, соответствующим узкому интервалу расходов, ожидаемых при эксплуатации рассчитываемого нефтепровода.

### 9.7. Уравнение баланса напоров

Для магистрального нефтепровода постоянного диаметра с  $n$  перекачивающими станциями, уравнение баланса напоров имеет вид

$$N_3 h_{\text{п}} + n \cdot m_M h_M = 1,02 \cdot i \cdot L_p + \Delta z + N_3 h_{\text{ост}}$$

В начале каждого эксплуатационного участка ПС оснащены подпорными насосами. В конце трубопровода и каждого эксплуатационного участка требуется обеспечить остаточный напор  $h_{\text{ост}}$  для преодоления сопротивления технологических трубопроводов и закачки в резервуары.

Правая часть уравнения представляет собой полные потери напора в трубопроводе, то есть  $H$ . Левая часть уравнения - суммарный напор, развиваемый всеми работающими насосами перекачивающих станций (активный напор). С помощью коэффициентов характеристик насосов активный суммарный напор может быть представлен зависимостью

$$N_3 h_{\text{п}} + n \cdot m_M h_M = N_3 \left[ a_{\text{п}} - b_{\text{п}} \left( \frac{Q}{m_{\text{п}}} \right)^{2-m} \right] + n \cdot m_M (a_M - b_M Q^{2-m})$$

где  $m_M$  - количество работающих магистральных насосов на одной ПС;

$m_{\text{п}}$  - количество работающих подпорных насосов на ГПС (или на ПС в начале эксплуатационного участка), включенных параллельно;

$a_{\text{п}}$ ,  $b_{\text{п}}$ ,  $h_{\text{п}}$  - коэффициенты характеристики и напор, развиваемый подпорным насосом при подаче  $Q$ ;

$a_M$ ,  $b_M$ ,  $h_M$  - то же для магистрального насоса.

Обозначив

$$\Delta H = N_3 h_{\text{п}} = N_3 \left[ a_{\text{п}} - b_{\text{п}} \left( \frac{Q}{m_{\text{п}}} \right)^{2-m} \right] \text{ и}$$

$$H_{\text{СТ}} = m_M h_M = m_M (a_M - b_M Q^{2-m}),$$

$$\text{Можно записать} \quad \Delta H + n \cdot N_{\text{СТ}} = H$$

Итого получим уравнение баланса напоров в аналитической форме

$$N_3 \left[ a_{\text{п}} - b_{\text{п}} \left( \frac{Q}{m_{\text{п}}} \right)^{2-m} \right] + n \cdot m_M (a_M - b_M Q^{2-m}) = 1,02 \cdot f \cdot L_p Q^{2-m} + \Delta z + N_3 h_{\text{ост}}.$$

Раскрывая скобки и решая уравнение относительно расхода, имеем

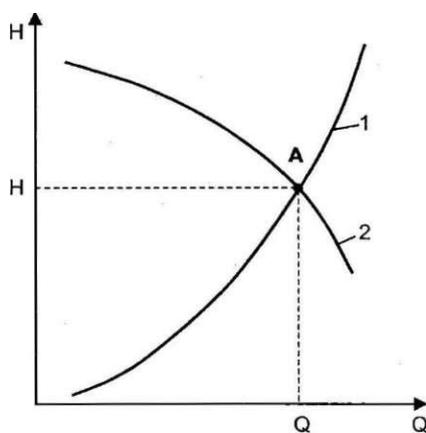
$$Q = \left[ \frac{N_{\text{э}}(a_{\text{п}} - h_{\text{ост}}) + n \cdot m_{\text{М}} a_{\text{М}} - \Delta z}{1,02 \cdot f \cdot L_{\text{р}} + N_{\text{э}} \frac{b_{\text{п}}}{m_{\text{п}}^{2-m}} + n \cdot m_{\text{М}} b_{\text{М}}} \right]^{\frac{1}{2-m}}$$

Если в общем случае на линейной части имеются лупинги и вставки, уравнение примет вид

$$Q = \left[ \frac{N_{\text{э}}(a_{\text{п}} - h_{\text{ост}}) + n \cdot m_{\text{М}} a_{\text{М}} - \Delta z}{1,02 \cdot f \cdot [L_{\text{р}} - l_{\text{л}}(1 - \omega) - l_{\text{в}}(1 - \Omega)] + N_{\text{э}} \frac{b_{\text{п}}}{m_{\text{п}}^{2-m}} + n \cdot m_{\text{М}} b_{\text{М}}} \right]^{\frac{1}{2-m}}$$

Определив расход  $Q$ , можно вычислить напор, развиваемый перекачивающими станциями, а также суммарные потери напора в трубопроводе. Обе эти величины одинаковы (условие баланса напоров).

Тот же результат можно получить графически, построив совмещенную характеристику трубопровода и насосных станций. Точка пересечения характеристик называется рабочей точкой (А), которая характеризует потери напора в нефтепроводе и его пропускную способность при заданных условиях перекачки (рисунок 1.25). Равенство создаваемого и затраченного напоров, а также равенство подачи насосов и расхода нефти в трубопроводе приводят к важному выводу: трубопровод и перекачивающие станции составляют единую гидравлическую систему. Изменение режима работы ПС (отключение части насосов или станций) приведет к изменению режима нефтепровода в целом. Изменение гидравлического сопротивления трубопровода или отдельного его перегона (изменение вязкости, включение резервных ниток, замена груб на отдельных участках трассы и т. п.) в свою очередь окажет влияние на режим работы всех перекачивающих станций.



**Рисунок 1.25. Совмещенная характеристика нефтепровода и перекачивающих станций:**

*1 - характеристика трубопровода; 2 - характеристика перекачивающих*

## 9.8. Определение числа перекачивающих станций

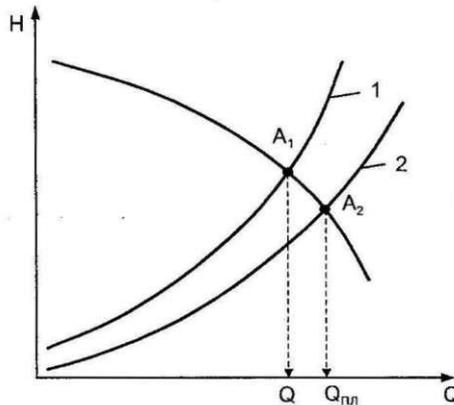
На основании уравнения баланса напоров, необходимое число перекачивающих станций составит

$$n_0 = \frac{H - N_{\text{э}} h_{\text{п}}}{m_{\text{М}} h_{\text{М}}} = \frac{H - N_{\text{э}} h_{\text{п}}}{H_{\text{СТ}}}$$

где  $H_{\text{СТ}} = m_{\text{М}} \cdot h_{\text{М}}$  - расчетный напор станции.

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

Рассмотрим вариант округления числа ПС в меньшую сторону (рисунок 1.26.). В этом случае при  $n < n_0$  напора станций недостаточно, следовательно для обеспечения плановой производительности  $Q_{\text{пл}}$  необходимо уменьшить гидравлическое сопротивление трубопровода прокладкой дополнительного лупинга (вставки большего диаметра). При этом характеристика трубопровода станет более полой и рабочая точка  $A_1$  сместится до положения  $A_2$ .



**Рисунок 1.26. Совмещенная характеристика нефтепровода при округлении числа ПС в меньшую сторону:**

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

Необходимую длину лупинга определяем следующим образом. Запишем уравнение баланса напоров для расчетного  $n_0$  и округленного  $n$  числа перекачивающих станций

$$N_{\text{э}} h_{\text{п}} + n_0 \cdot H_{\text{СТ}} = 1,02 \cdot i \cdot L_{\text{Р}} + \Delta z + N_{\text{э}} h_{\text{ОСТ}} ;$$

$$N_{\text{э}} h_{\text{п}} + n \cdot H_{\text{СТ}} = 1,02 \cdot i \cdot [L_{\text{Р}} - l_{\text{л}}(1 - \omega)] + \Delta z + N_{\text{э}} h_{\text{ОСТ}}$$

Вычитая из первого уравнения второе, получим

$$(n_0 - n) \cdot H_{\text{СТ}} = 1,02 \cdot i \cdot l_{\text{л}}(1 - \omega)$$

откуда

$$l_{\text{л}} = \frac{(n_0 - n) \cdot H_{\text{СТ}}}{1,02 \cdot i \cdot (1 - \omega)}$$

Аналогичное выражение можно получить и для вставки большего диаметра

$$l_{\text{в}} = \frac{(n_0 - n) \cdot H_{\text{СТ}}}{1,02 \cdot i \cdot (1 - \Omega)}$$

Во втором случае при округлении числа перекачивающих станций  $n_0$  в большую сторону, в трубопроводе установится расход  $Q > Q_{пл}$  (рисунок 1.27). Если нет возможности обеспечить такую производительность, требуется снизить напор станции. Уменьшить напоры ПС можно следующими способами: установкой сменных роторов, отключением части насосов (циклической перекачкой), а также обточкой рабочих колес.

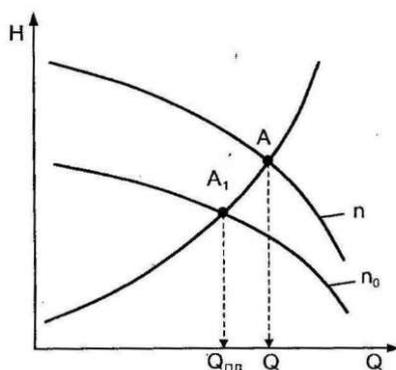


Рис. 1.27. Совмещенная характеристика нефтепровода при округлении числа ПС в большую сторону

При обточке рабочего колеса магистрального насоса его напор должен быть уменьшен до величины

$$h_M^* = \frac{H - N_3 h_{п}}{n \cdot m_M}$$

Диаметр уменьшенного после обточки рабочего колеса равен

$$D_y = D_3 \sqrt{\frac{h_M^* + b_M Q^2}{a_M}}$$

где  $D_3$  - диаметр заводского рабочего колеса;

$Q$  - подача насоса, равная  $Q_{пл}$ ;

$a_M, b_M$  - коэффициенты характеристики магистрального насоса, равные

$$a_M = \frac{h_{M2} Q_{M1}^2 - h_{M1} Q_{M2}^2}{Q_{M1}^2 - Q_{M2}^2};$$

$$b_M = \frac{h_{M2} - h_{M1}}{Q_{M1}^2 - Q_{M2}^2}$$

$h_{M1}, h_{M2}$  - напор магистрального насоса, соответственно при подачах  $Q_{M1}^2$  и  $Q_{M2}^2$  на границах рабочего диапазона.

Для построения характеристики ( $Q$ - $H$ ) насоса с обточенным рабочим колесом пользуются соотношениями

$$Q = \frac{D_y}{D_3} \cdot Q_3; \quad h_M^* = \left(\frac{D_y}{D_3}\right)^2 \cdot h_M$$

где  $Q_3, h_M$  - координаты точки заводской напорной характеристики насоса.

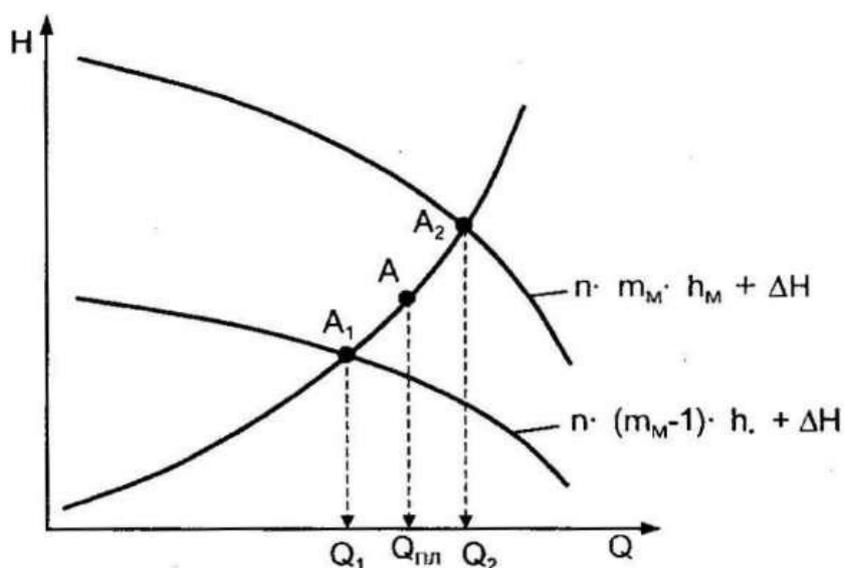
Следует отметить, что степень обточки рабочего колеса  $D_y/D_3$  должна быть не менее 0,9. В противном случае это приведет к значительному уменьшению коэффициента полезного действия насоса.

При циклической перекачке эксплуатация нефтепровода осуществляется на двух режимах (рисунок 1.28): часть планового времени  $T_2$  перекачка ведется на повышенном режиме с производительностью  $Q_2 > Q_{пл}$  (например, если на каждой ПС включено  $m_m$  магистральных насосов). Остаток времени  $T_1$  нефтепровод работает на пониженном режиме с производительностью  $Q_1 < Q_{пл}$  (например, если на каждой ПС включено  $m_m - 1$  магистральных насосов).

Параметры циклической перекачки определяются из решения системы уравнений

$$\begin{cases} Q_1 T_1 + Q_2 T_2 = V_{\Gamma} ; \\ T_1 + T_2 = 24 \cdot N_p , \end{cases}$$

где  $V_{\Gamma}$  - годовой объем перекачки,  $V_{\Gamma} = G_{\Gamma} / \rho$ .



**Рисунок 1.28. Совмещенная характеристика нефтепровода при циклической перекачке**

Значения  $Q_1$  и  $Q_2$  определяются из совмещенной характеристики либо аналитически. Решение системы сводится к вычислению  $T_1$  и  $T_2$ .

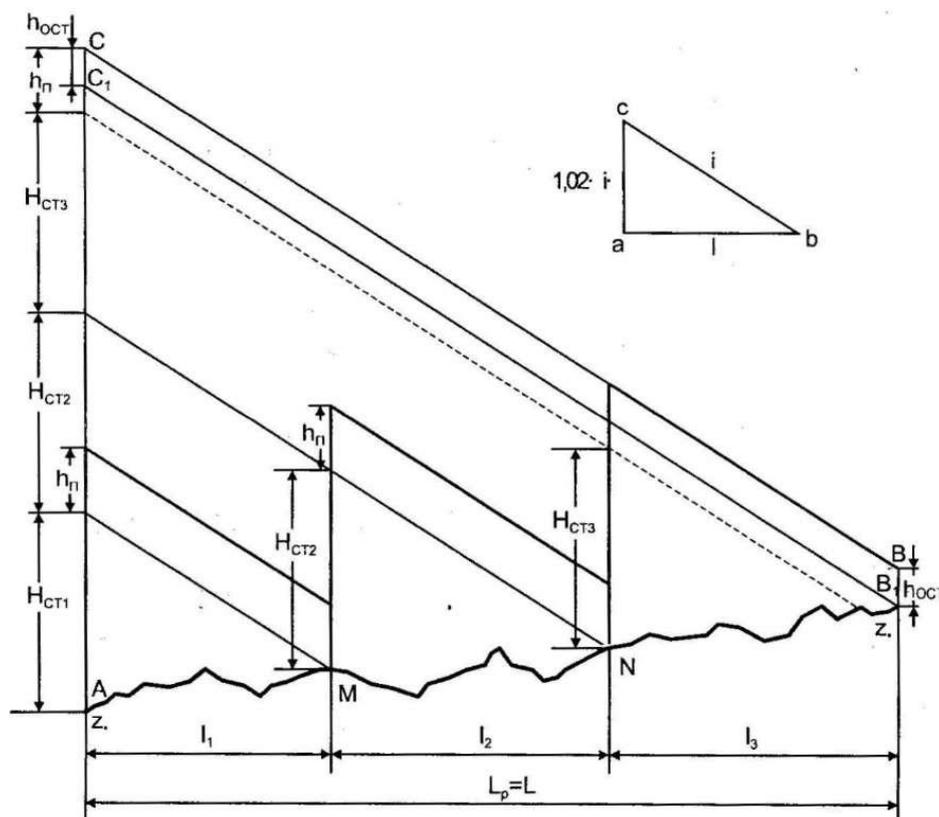
$$T_1 = \frac{24 \cdot Q_2 N_p - V_{\Gamma}}{Q_2 - Q_1} , \quad T_2 = \frac{V_{\Gamma} - 24 \cdot Q_1 N_p}{Q_2 - Q_1}$$

### 9.9. Расстановка перекачивающих станций по трассе нефтепровода

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

Рассмотрим реализацию этого метода для случая округления числа перекачивающих станций в большую сторону на примере одного эксплуатационного участка. В работе находятся три перекачивающие станции, оборудованные однотипными магистральными насосами и создающие одинаковые напоры  $H_{СТ1} = H_{СТ2} = H_{СТ3}$ . На ГПС установлены подпорные насосы,

создающие подпор  $h_{\Pi}$ . В конце трубопровода (эксплуатационного участка) обеспечивается остаточный напор  $h_{\text{ост}}$  (рисунок 1.29).



**Рисунок 1.29 Расстановка перекачивающих станций по трассе нефтепровода постоянного диаметра**

По известной производительности нефтепровода определяется значение гидравлического уклона  $i$ .

Строится треугольник гидравлического уклона  $abc$  (с учетом надбавки на местные сопротивления) в принятых масштабах сжатого профиля трассы.

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

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

Место положения на трассе второй перекачивающей станции определяется с помощью отрезка, проведенного из вершины напора  $H_{CT1}$  параллельно линии гидравлического уклона до пересечения с профилем. Расположению второй перекачивающей станции будет соответствовать точка  $M$  на профиле трассы.

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

При округлении числа перекачивающих станций в меньшую сторону рассчитывается длина лупинга (вставки) и гидравлический уклон на участке с лупингом (вставке). Рассмотрим особенности расстановки ПС по трассе нефтепровода в этом случае. Исходные данные для построения примем как в случае, рассмотренном выше.

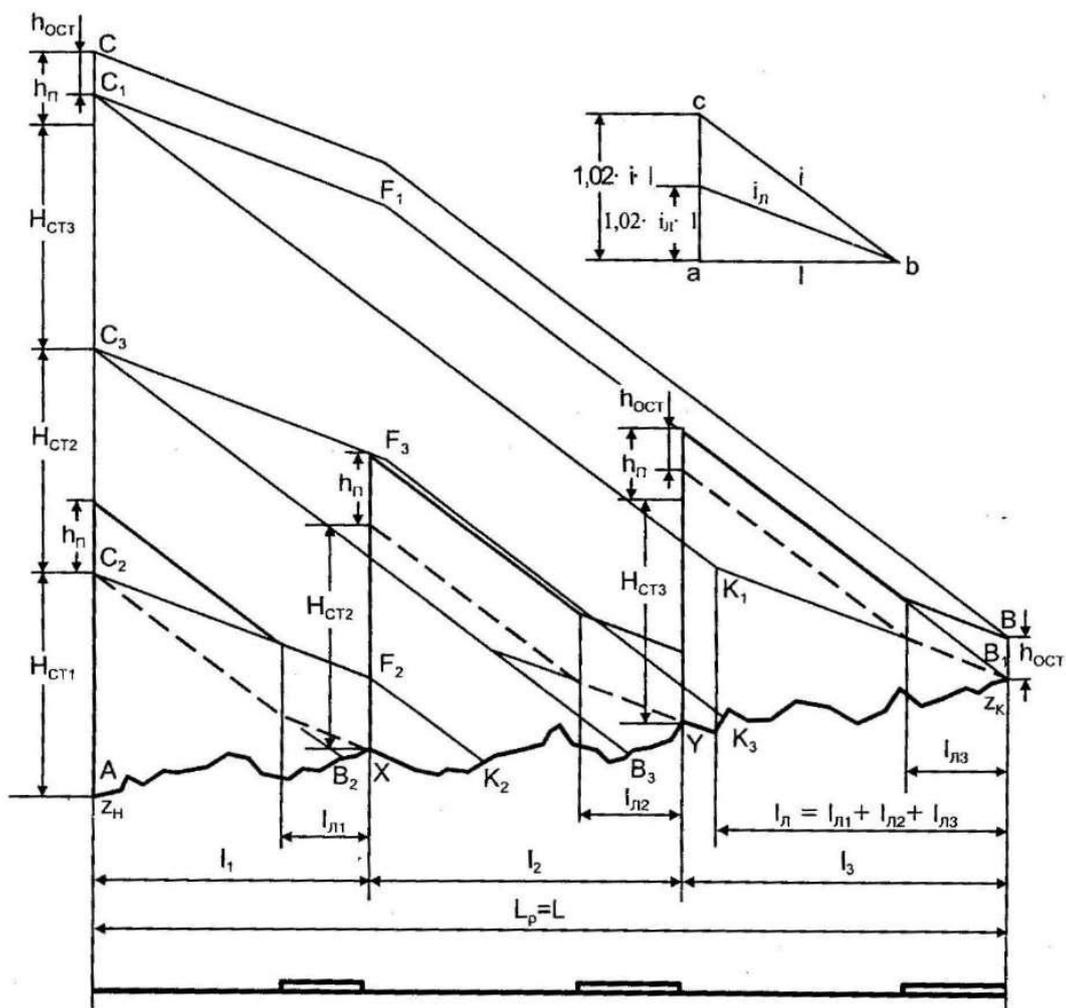
Дополнительно строится гидравлический треугольник  $abd$ . Его гипотенуза  $bd$  определяет положение линии гидравлического уклона на участке с лупингом  $i_l$  (рисунок 1.30).

Из точек  $C_1$  и  $B_1$  строится параллелограмм  $C_1F_1B_1K_1$  стороны  $F_1B_1$  и  $C_1K_1$  которого параллельны линии  $bd$ , а стороны  $C_1F_1$  и  $B_1K_1$  - параллельны линии  $be$  гидравлических треугольников  $abc$  и  $abd$ . При этом горизонтальные проекции отрезков  $C_1F_1$  и  $B_1K_1$  равны протяженности лупинга в горизонтальном масштабе.

Как видно из рисунка, при размещении всего лупинга в начале нефтепровода, линия падения напора будет изображаться ломаной  $C_1F_1B_1$  а в случае расположения его в конце нефтепровода - ломаной  $B_1K_1C_1$ . По правилу параллелограмма лупинг можно размещать в любом месте трассы, поскольку все варианты гидравлически равнозначны. Лупинг также можно разбивать на части.

Однако предпочтительнее размещать лупинг (или его части) в конце трубопровода (перегонов между перекачивающими станциями).

Расстановка перекачивающих станций по трассе в случае прокладки лупинга выполняется в следующем порядке. Из точек  $C_2$  и  $C_3$  строятся части аналогичных  $C_1F_1B_1K_1$  параллелограммов до пересечения с профилем трассы. Таким образом, вторую перекачивающую станцию можно разместить в зоне возможного расположения  $B_2K_2$ , а третью - в зоне  $B_3K_3$ . Предположим, что исходя из конкретных условий, станции решено расположить в точках  $X$  и  $Y$ .



**Рисунок 1.30. Расстановка перекачивающих станций и лупингов по трассе нефтепровода**

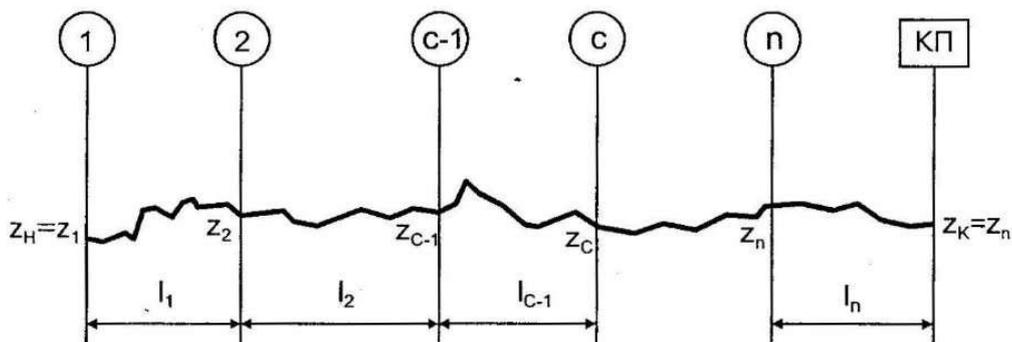
Проводя из точки X линию, параллельную  $i_L$ , до пересечения с линией  $C_2B_2$ , определяется протяженность лупинга  $l_{L1}$ . Аналогичные построения выполняются для размещения остальных лупингов и станций. Сумма длин отрезков  $l_{L1}$ ,  $l_{L2}$  и  $l_{L3}$  должна равняться расчетной длине лупинга  $l_L$ .

### **9.10. Расчет нефтепровода при заданном положении перекачивающих станций**

В соответствии с нормами технологического проектирования, перекачивающие станции предпочтительно размещать вблизи населенных пунктов, источников энерго- и водоснабжения, существующей сети железных и шоссейных дорог. Кроме того, определенные требования предъявляются и к площадкам ПС. Таким образом, в ряде случаев местоположение ПС может быть задано изначально.

При этом в процессе проектирования приходится решать обратную задачу: не выполнять расстановку ПС с учетом требований к их напору и подпору, а проверять выполнение условий по допустимым напорам и подпорам станций при их заданном положении по трассе.

Рассмотрим расчетную схему нефтепровода с фиксированным размещением станций (рисунок 1.31).



**Рисунок 1.31. Расчетная схема нефтепровода с заданным положением перекачивающих станций**

В пределах эксплуатационного участка подпор на входе ПС и напор на ее выходе определяются выражениями

$$\Delta H_C = h_{\Pi} + \sum_{i=1}^{C-1} H_{CTi} - \Delta z_C - 1,02 \cdot f \cdot Q^{2-m} \sum_{i=1}^{C-1} l_i$$

$$H_{\Pi Cc} = \Delta H_C + H_{CTc}$$

где  $\Delta z_C = z_C - z_1$ , - разность геодезических отметок с-й ПС и начала нефтепровода;

$h_{\Pi} = a_{\Pi} - b_{\Pi} Q^{2-m}$  - подпор на ГПС;

$H_{CTi} = m_{Mi} * (a_{Mi} - b_{Mi} Q^{2-m})$  - напор, развиваемый насосами i-й ПС;

$m_{Mi}$  - количество работающих магистральных насосов на i-й ПС;

$Q$  - производительность трубопровода, определяемая из уравнения баланса напоров для магистрали в целом.

Собственные напоры перекачивающих станций могут быть различными (разное число работающих насосов, применение сменных роторов, обточка рабочих колес и т. д.).

Для каждой i-й ПС вычисляются значения фактического подпора  $\Delta H_i$ , и напора  $H_{\Pi Ci}$ , которые должны удовлетворять условиям

$$\Delta H_i \geq \Delta H_{\min i};$$

$$H_{\Pi Ci} \leq H_{\Pi C \max i}$$

где  $\Delta H_{\min i}$ ,  $H_{\Pi C \max i}$  - соответственно разрешенные значения минимального подпора на входе и максимального напора на выходе i-й ПС.

Если эти условия не выполняются, то следует принять меры к уменьшению гидравлического сопротивления отдельных перегонов. При нарушении условия возникает необходимость уменьшения напора, развиваемого насосами отдельных перекачивающих станций. Гидравлическое сопротивление участков трубопровода можно снизить прокладкой лупингов или вставок большего диаметра. Напоры ПС можно уменьшить отключением части насосов, обточкой рабочих колес магистральных насосов, применением сменных роторов, дросселированием и т. п.

## КРАТКИЙ СЛОВАРЬ ОСНОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ И ТЕРМИНОВ

### Сокращения

МГП – Магистральный газопровод  
МНП – Магистральный нефтепровод  
НПС - Нефтеперекачивающая станция  
НПП - Нефтепродуктопровод  
КС - Компрессорная станция  
АЗС - Автозаправочная станция  
КПД - Коэффициент полезного действия  
РВС - Резервуар вертикальный стальной  
ГКС - Головные компрессорные станции  
ГНС - Головные насосные станции  
ГПС - Головная перекачивающая станция  
ПКС - Промежуточные компрессорные станции  
ПНС - Промежуточные насосные станции  
ПХГ – Подземные хранилища газа  
ГРС – Газораспределительные станции  
ПГРС – Промысловые газораспределительные станции  
ГПА – Газоперекачивающий агрегат  
РНПП - Разветвленный нефтепродуктопровод  
ДНС- дожимная насосная станция  
КИП – Контрольно-измерительные приборы  
НПЗ – нефтеперерабатывающий завод

### Термины

**Испаряемость** — свойство нефти и нефтепродуктов переходить из жидкого состояния в газообразное при температуре меньшей, чем температура кипения.

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

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

Под **температурой вспышки** паров понимают температуру, при которой пары жидкости, нагретой при определенных условиях, образуют с воздухом смесь, вспыхивающую при поднесении к ней открытого пламени.

Под **температурой воспламенения** понимают температуру, при которой жидкость при поднесении открытого пламени горит. Обычно температура воспламенения на 10—50 °С выше температуры вспышки.

Под **температурой самовоспламенения** понимают температуру нагрева жидкости, при которой ее пары воспламеняются без поднесения открытого огня.

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

**Нижний предел взрываемости** — это концентрация паров жидкости в воздухе, ниже которой не происходит вспышки смеси из-за избытка воздуха и недостатка паров при внесении в эту смесь горящего предмета.

**Верхний предел взрываемости** соответствует такой концентрации паров нефти и нефтепродуктов в воздухе, выше которой смесь не взрывается, а горит.

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

**Плотность** светлых нефтепродуктов при 20 °С находится в пределах от 725 до 860 кг/м<sup>3</sup>. С увеличением температуры она уменьшается.

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

**Нефтепродуктопроводом** называется трубопровод, предназначенный для перекачки нефтепродуктов.

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

**Головная перекачивающая станция**— это комплекс сооружений, оборудования и устройств в начальной точке разветвленного нефтепродуктопровода, обеспечивающих прием, накопление, учет и закачку нефтепродуктов в трубопровод.

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

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

**Магистральная часть НПП** — это часть разветвленного нефтепродуктопровода, имеющая ГПС, в резервуары которой нефтепродукты поступают, как правило, по подводящим трубопроводам непосредственно с НПЗ.

**Распределительные трубопроводы** предназначены для поставки нефтепродуктов от магистрали к нефтебазам или наливным пунктам.

**Отводом** называют часть разветвленного нефтепродуктопровода, предназначенную для подачи нефтепродуктов непосредственно потребителям.

**Однотрубный отвод** — это отвод, состоящий из одного трубопровода.

**Многотрубный отвод** включает в себя два и более параллельных трубопроводов.

**Сложный отвод** в отличие от простого имеет разветвленную структуру.

**Гидраты природных газов** - твердые кристаллические неустойчивые соединения углеводородов с водой, образующиеся при высоких давлениях.

**Дезэмульгаторы** - поверхностно - активные вещества (ПАВ), применяемые для разрушения нефтяных эмульсий, обладающие гораздо большей активностью, чем эмульгаторы.

**Диффузор** -расширяющаяся часть трубы (центробежного насоса или компрессора), в которой происходит уменьшение скорости потока газа или жидкости и кинетическая энергия переходит в потенциальную - при этом происходит повышение давления.

**Дроссель** - сужающее устройство в трубопроводе.

**Дроссель - эффект или эффект Джоуля -Томсона** - снижение температуры газа с одновременным понижением давления при прохождении его через сужающее устройство - дроссель, применяется при низкотемпературной сепарации газа.

**Дюкер** - специальная траншея для трубопровода под руслом для преодоления водных преград

**Конвекция** - процесс переноса теплоты из одной точки пространства в другую жидкими и газообразными частицами, перемещающимися относительно друг друга.

**Конденсат** - продукт, образующийся при конденсации пара в жидкость.

**Конденсация** - переход вещества из газообразного состояния в жидкое.

**Коррозия** - постепенное самопроизвольное разрушение металлов оборудования и трубопроводов вследствие их взаимодействия с внешней и внутренней средой.

**Лулинг** - параллельный трубопровод, служит для увеличения пропускной способности.

**Неньютоновские жидкости** - жидкости, вязкость которых изменяется в зависимости от напряжения сдвига и градиента скорости, к ним относятся парафинистые нефти и эмульсии.

**Нефтяной газ** - это газ, добываемый вместе с нефтью - сложная многокомпонентная смесь углеводородов метанового ряда от  $C_1$  до  $C_4$  и выше, в которой могут присутствовать неуглеводородные газы - чаще всего азот, углекислый газ, сероводород, инертные газы.

**Нефтяные эмульсии** - механическая смесь нефти и пластовой воды, нерастворимых друг в друге и находящихся в мелкодисперсном состоянии.

**Одоризация газа** - придание газу характерного запаха путем добавления к нему одорантов

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа, М: Недра, 1988г.
2. Бобровский С.А., Яковлев Е.И., Газовые сети и газохранилища. - М: Недра, 1980- 413с.
3. Бородавкин П.П. , Березин В.Л., Сооружение магистральных трубопроводов. – М: Недра, 1987г.-471с.
4. Бунчук В.А. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа.- М: Недра, 1977г.
5. Галеев В.Б., Карпачев М.З., Храменко В.И., Магистральные нефтепродуктопроводы.- М: Недра, 1986
6. Губин В.Е., Губин В.В., Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов.- М: Недра, 1982г.
7. Гужов А.И., Титов В.Г., Медведев В.Ф. и др. Сбор, транспорт и хранение природных углеводородных газов.- М: Недра, 1978г.
8. Коршак А.А., Шаммазов А.М., Основы нефтегазового дела.- Уфа ООО «Дизайн ПолиграфСервис» 2002г- 544с.
9. Лутошкин Г.С. Подготовка нефти, газа и воды к транспорту. М: Недра , 1972г, 325с.
10. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа Ф.Ф.Абузова., Р.А.Алиев., В.Ф. Новоселов и др.- М: Недра, 1992, -320с.
11. Транспорт и хранение нефти и газа П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, Ф.Ф. Абузова и др.- М: Недра, 1975.-248с.
12. Трубопроводный транспорт нефти и газа Р.А.Алиев, В.Б.Белоусов, А.Г. Немудров и др.- М:Недра, 1988г-368с.
13. Хранение нефти и нефтепродуктов , В.Н.Антипьев, Г.В. Бахмат, Г.Г. Васильев и др.- М6 ФГУП, 2003г.-560с.
14. Чичеров Л.Г. Нефтепромысловые машины и механизмы. Учебное пособие. М.: Недра, 1983.

Формат 60x84 1\12  
Объем 123 стр., 10,25 печатных листа  
Тираж 20 экз.  
Отпечатано  
В Редакционно- издательском отделе  
КГУТиИ им.Ш.Есенова  
г.Актау, 32мкр.