

**Курс лекций по дисциплине
«Сооружение газонефтепроводов и газонефтехранилищ»**

Отделение: «Эксплуатация систем трубопроводного транспорта и автоматизации технологических процессов»

Направление (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело. Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти газа и продуктов переработки

Старший преподаватель

Стрельцов П.А.

)

Оренбург 2021

ТЕМА 1. Газонефтепроводы и газонефтехранилища.

ПЛАН ЛЕКЦИИ:

1. Вопросы транспорта нефти и нефтепродуктов
2. Технология трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов
3. Виды транспорта газа
4. Технология трубопроводного транспорта газа
5. Сооружение магистральных газонефтепроводов
6. Подводные и морские трубопроводы
7. Хранение нефти и нефтепродуктов
8. Хранение газа
9. Сооружение газонефтехранилищ

Лекция № 1.

Литература для изучения дисциплины «Сооружение газонефтепроводов и газонефтехранилищ».

1. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов. учебно – практическое пособие./ Г.В. Бахмат, Г.Г. Васильев, Ю.В. Багатенков [и др.] /под ред. Ю.Д. Земенкова. - М.: Инфра-Инженерия, 2006. – 928 с.

2. Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебник. – Ростов на Дону: Феникс, 2016. – 540 с.

3. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 [Правила эксплуатации магистральных газопроводов](#)

4. СТО Газпром 2-2.1-249-2008 [Магистральные газопроводы](#)

Трубопроводный транспорт нефтегрузов осуществляется по специальным трубопроводам от мест производства к местам потребления.

По трубопроводам транспортируются нефть, нефтепродукты, газ, газоконденсаты (при снижении давления до атмосферного из газа выделяется жидкая фаза – конденсат).

В настоящее время экономика нашей страны немыслима без трубопроводов – самого экономичного и экологически чистого транспорта углеводородного сырья.

Трубопроводы связывают места добычи нефти и газа с местами их переработки и потребления.

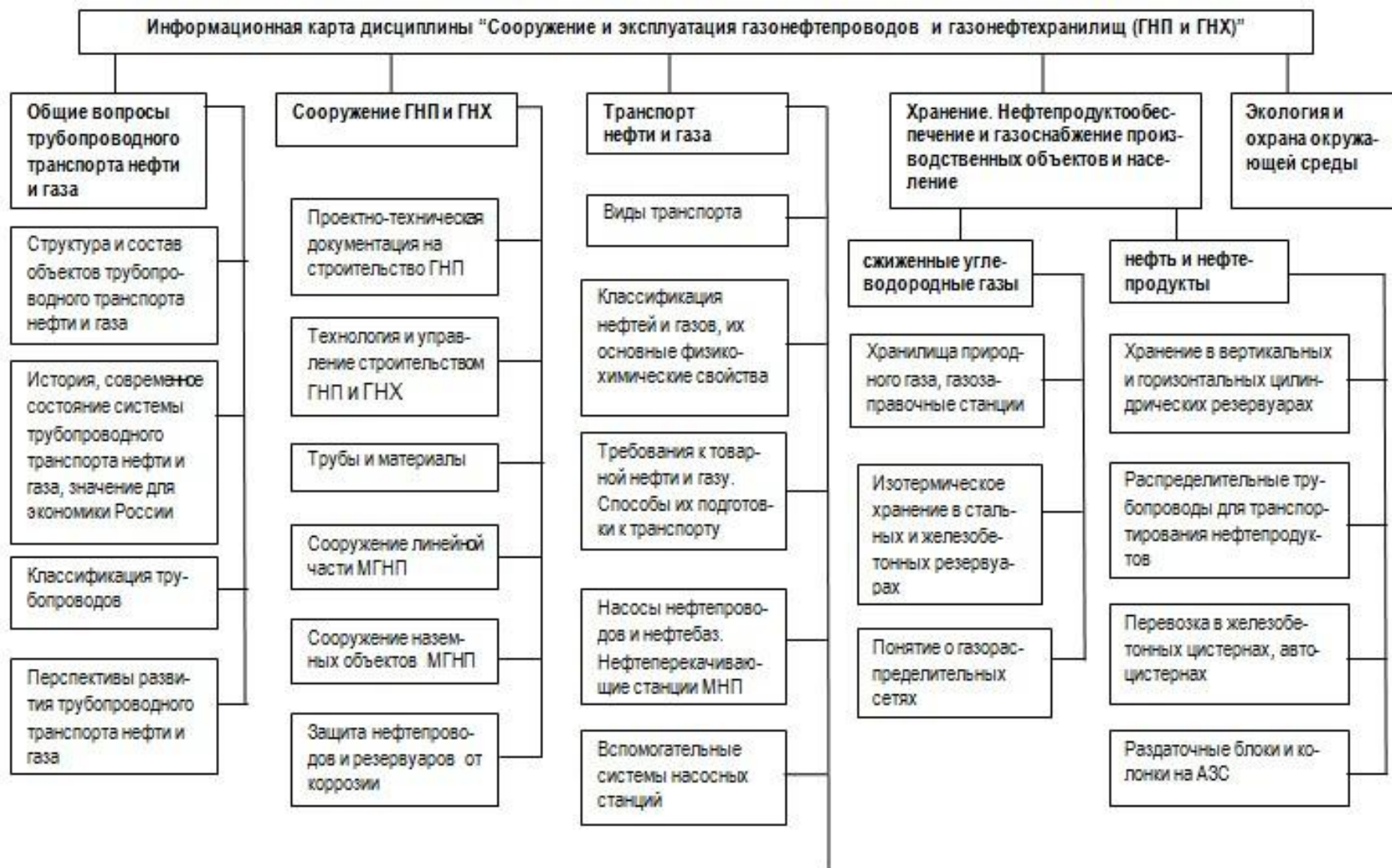
Различают следующие виды трубопроводов:

нефтепроводы – трубопроводы для транспортировки нефти;

продуктопроводы – трубопроводы для транспортировки нефтепродуктов;

газопроводы – трубопроводы для транспортировки газа.

Лекция № 1



Лекция № 1

Информационная карта дисциплины "Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ (ГНП и ГНХ)" (ПРОДОЛЖЕНИЕ)



Достоинства и недостатки видов транспорта нефти и нефтепродуктов.

Вид транспорта	Достоинства	Недостатки
Железнодорожный	<ul style="list-style-type: none"> - универсальность (перевозка всех видов нефти и нефтепродуктов в любых объемах); - равномерность доставки грузов в течение всего года с более высокой скоростью, чем водным транспортом; - доставка нефтепродуктов в большинство пунктов потребления в связи с наличием разветвленных железнодорожных сетей в густонаселенных промышленных и сельскохозяйственных районах. 	<ul style="list-style-type: none"> - большие капитальные затраты при строительстве новых, ремонте и реконструкции существующих линий; - относительно высокие эксплуатационные затраты; -относительно низкая эффективность использования мощности подвижного состава (цистерны в обратном направлении идут незагруженными); - значительные потери нефти и нефтепродуктов при транспорте и разгрузочно-погрузочных операциях; - необходимость специальных сливно-наливных пунктов и пунктов зачистки вагонов-цистерн.
Водный	<ul style="list-style-type: none"> - неограниченная пропускная способность водных путей; - в большинстве случаев нет необходимости в создании дорогостоящих линейных сооружений. 	<ul style="list-style-type: none"> - провозная способность флота ограничивается грузоподъемностью и другими показателями передвижных средств флота, производительностью причального и берегового нефтебазового хозяйства.
Автомобильный	<ul style="list-style-type: none"> - доставка небольших партий нефтепродуктов на различные расстояния с большой скоростью; - большая маневренность и высокая проходимость; - высокая оперативность. 	<ul style="list-style-type: none"> - высокие затраты на эксплуатацию, в 10-20 раз стоимость перевозок автотранспортом выше, чем по железной дороге; - сравнительно небольшая грузоподъемность автоцистерн, неполная загрузка подвижных средств из-за порожних пробегов цистерн; - зависимость от наличия и технического состояния дорог.
Воздушный	<ul style="list-style-type: none"> - доставка небольших партий нефтепродуктов на различные расстояния с большой скоростью; - отсутствует необходимость в дорогах; - высокая оперативность. 	<ul style="list-style-type: none"> - высокие затраты на эксплуатацию; - сравнительно небольшая грузоподъемность; - зависимость от погодных условий.

Трубопроводный

- наиболее низкая себестоимость перекачки;
- небольшие удельные капитальные вложения на единицу транспортируемого груза и быстрая окупаемость затрат при строительстве трубопроводов;
- бесперебойная поставка в течение года, практически не зависящая от климатических условий;
- высокая производительность труда;
- незначительные потери нефтей и нефтепродуктов при перекачке;
- сравнительно короткие сроки строительства;
- возможность перекачки нескольких сортов нефти и нефтепродуктов по одному трубопроводу;
- возможность наращивания пропускной способности трубопровода за счет строительства дополнительных насосных станций и прокладки параллельных участков (лупингов).

- крупные единовременные капитальные вложения в строительство (необходимо проложить весь трубопровод);
- потребность в крупных материальных затратах на заполнение всего трубопровода нефтью или нефтепродуктом при вводе в эксплуатацию. Особенно велики эти затраты для магистральных нефтепродуктопроводов: большая металлоемкость, необходимость устойчивого грузопотока на длительное время, небольшая скорость движения нефти и нефтепродуктов (5-10 км/ч).

Лекция № 1

К *магистральным нефтепроводам* относятся трубопроводы диаметром от 529 до 1220 мм и протяженностью не менее 50 км, предназначенные для доставки нефти из районов добычи на нефтеперерабатывающие заводы или пункты налива нефти в железнодорожные вагоны-цистерны или в места погрузки ее на танкеры.

Производительность магистральных нефтепроводов составляет от 0.7 до 80 млн. т нефти в сутки.

К *магистральным нефтепродуктопроводам* относятся трубопроводы диаметром не менее 219 мм и протяженностью не менее 50 км, предназначенные для транспортировки нефтепродуктов из районов их производства, а также перевалочных нефтебаз в районы потребления - до распределительных нефтебаз, наливных станций, портов, крупных промышленных предприятий, ТЭЦ и др.

Технология трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов

Добываемые нефти существенно различаются по содержанию парафина и асфальто-смолистых веществ и, следовательно, по вязкости и температуре застывания. Высокая вязкость и большое содержание парафина осложняет трубопроводный транспорт таких нефтей, особенно при сравнительно низких температурах, что характерно для большинства месторождений нашей страны.

Для снижения вязкости нефть часто транспортируют:

- в подогретом состоянии (в нефтепроводе Узень - Гурьев - Самара нефть подогрета до 60 - 65°С);
- с маловязкими разбавителями (маловязкая нефть, конденсат);
- в газонасыщенном состоянии (т. е. с растворенным попутным газом).

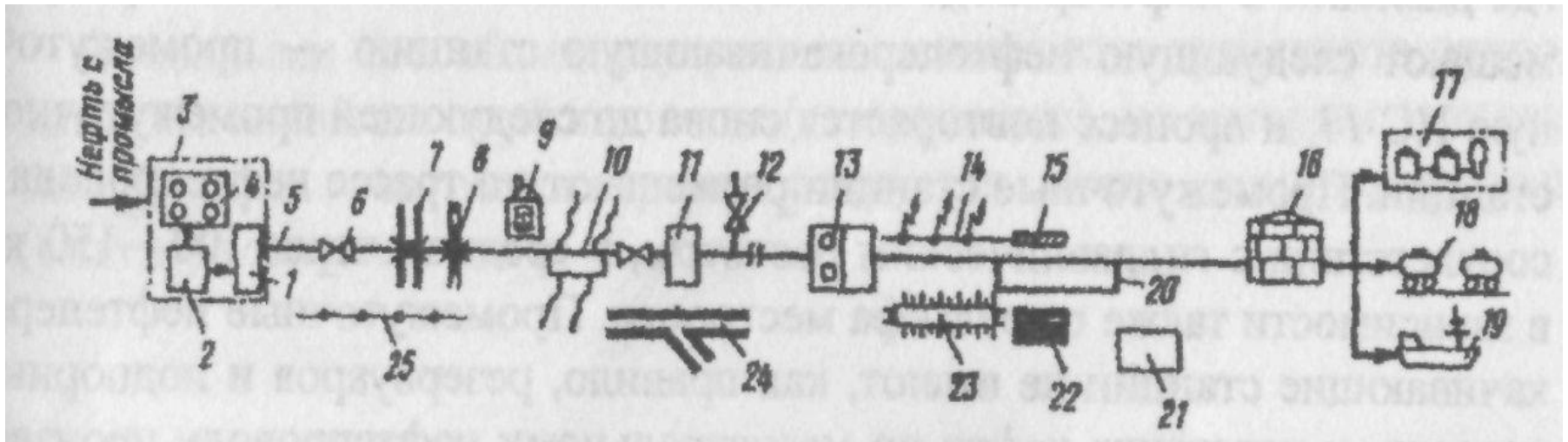


Схема магистрального нефтепровода.

Магистральный нефтепровод, как правило, начинается с головной насосной станции (ГНС) 3 и заканчивается конечным пунктом.

Нефть с промысла поступает в резервуарный парк 4 ГНС 3. Резервуарный парк ГНС предназначен для:

- приема нефти с промысла в случае остановки перекачки по нефтепроводу;
- подачи нефти в трубопровод при остановке поставки нефти с промысла.

Объем резервуарного парка принимается равным двух-, трехсуточной пропускной способности магистрального нефтепровода.

Из резервуарного парка нефть откачивается подпорными центробежными насосами 2, которые с целью избежания кавитации создают необходимый подпор (т.е. повышенное давление от 0,5 до 0,8 МПа) перед основными центробежными насосами 1.

Основные насосы подают нефть в магистральный нефтепровод 5. Основные насосы соединяются в большинстве случаев последовательно по 2 или 3 (в зависимости от заданного режима перекачки), чтобы создать необходимое рабочее давление в нефтепроводе. Привод насосов на нефтеперекачивающих станциях осуществляется от электродвигателей.

Выпускается несколько типоразмеров центробежных насосов для магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов (серия НМ) с различной подачей - от 125 м³/ч до 12,5 тыс. м³/ч и напором от 50 до 200 м. Рабочее давление в нефтепроводах в зависимости от диаметра изменяется от 6,4 (для диаметра 530 мм) до 5,5 МПа (для диаметра 1220 мм). Это давление расходуется на преодоление потоком нефти гидравлического сопротивления, оказываемого стенками труб, и по длине трубопровода постепенно уменьшается.

Лекция № 1.

Через каждые 10-15 км на нефтепроводе устанавливают линейную запорную арматуру 6 для сокращения потерь при авариях.

В том месте на трассе, где давление в нефтепроводе снижается до минимального подпора, размещают следующую нефтеперекачивающую станцию - промежуточную НПС 11, и процесс повторяется снова до следующей промежуточной станции.

Промежуточные станции размещают по трассе нефтепровода в соответствии с гидравлическим расчетом, в среднем через 100-150 км в зависимости также от рельефа местности.

Промежуточные нефтеперекачивающие станции не имеют, как правило, резервуаров и подпорных насосов, и перекачка нефти по магистральному нефтепроводу производится по схеме "из насоса в насос", т. е. из насосов предыдущей в насосы последующей станции, и так в пределах эксплуатационного участка, включающего от 3 до 4 перегонов между насосными станциями (т. е. на протяжении 300-500 км). В начале каждого эксплуатационного участка размещают нефтеперекачивающую станцию 13 с резервуарами и подпорными насосами.

На своем протяжении нефтепровод проходит через естественные препятствия (реки 10) и искусственные (железные 8 и шоссейные 7 дороги). В зависимости от условий местности могут применяться подземная, надземная или наземная прокладки нефтепровода.

На конечном пункте нефтепровода нефть поступает в резервуары 16 и затем передается потребителям:

- НПЗ 17;
- пункт налива железнодорожных цистерн 18;
- пункт налива танкеров 19.

Вдоль трассы сооружаются вспомогательные линейные сооружения:

- вертолетные площадки 21 для посадки вертолетов, обслуживающих нефтепровод;
- защитные сооружения 23, предотвращающие разрушение трубопровода;
- системы электрокатодной защиты трубопровода 15 от электрохимической коррозии;
- площадки 22 с аварийным запасом труб;
- линии электропередач 14, линии связи 25;
- подъездные дороги 24;
- дома линейных ремонтников-связистов 9;
- лупинги 26.

При технологической необходимости на линейной части сооружаются отводы 12 к отдельным потребителям и лупинги 20.

Схема *магистрального нефтепродуктопровода* практически не отличается от схемы магистрального нефтепровода. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов массового потребления приобретает все большее значение и интенсивно развивается.

Трубопроводный транспорт нефтепродуктов позволяет по одному и тому же нефтепродуктопроводу перекачивать последовательно разные светлые нефтепродукты, например бензин и дизельное топливо. При этом разные нефтепродукты транспортируются по одному и тому же трубопроводу в виде следующих друг за другом партий. На конечном пункте нефтепродуктопровода или на распределительной нефтебазе, подключенной к нему, осуществляется отдельный прием этих партий в разные резервуары.

Виды транспорта газа

Для транспортировки газа и газового конденсата применяются железнодорожный, водный, автомобильный и трубопроводный виды транспорта, которые поступают по трубопроводам на ГПЗ, где из него выделяют пропан и бутан и в виде их смеси в сжиженном виде в *железнодорожных цистернах, баллонах* или *автоцистернах* направляется потребителям - в систему бытового или промышленного газоснабжения городов и поселков.

Газовый конденсат, добываемый вместе с газом из газоконденсатных месторождений, отделяется от газа непосредственно на месторождении на установках подготовки газа и по *трубопроводам (конденсатопроводам)* или в *цистернах* доставляется потребителям - на нефтехимические предприятия. С 50-х годов получил распространение **способ морских перевозок** сжиженного природного газа (метана) в специальных танкерах - метановозах. Метан составляет основную часть природного газа. Если метан при атмосферном давлении охладить до температуры -162°C , то он становится жидким.

Трубопроводный транспорт является основным видом внутриконтинентального транспорта природного газа.

По трубопроводам (газопроводам) газ в газообразном состоянии транспортируется после компримирования (сжатия) компрессорами.

В отличие от магистрального нефтепровода максимальный диаметр *магистрального газопровода* в настоящее время составляет 1420 мм.

В России рабочее давление газопроводов зависит от их диаметра.

Обычно при диаметре не более 1020 мм рабочее давление составляет 5,4 МПа, а при диаметре более 1020 мм поддерживается рабочее давление 7,35 МПа.

При диаметре 1020 мм и 1420 мм магистральный газопровод имеет пропускную способность соответственно 30 и 100 млн. м³ в сутки.

Технология трубопроводного транспорта газа.

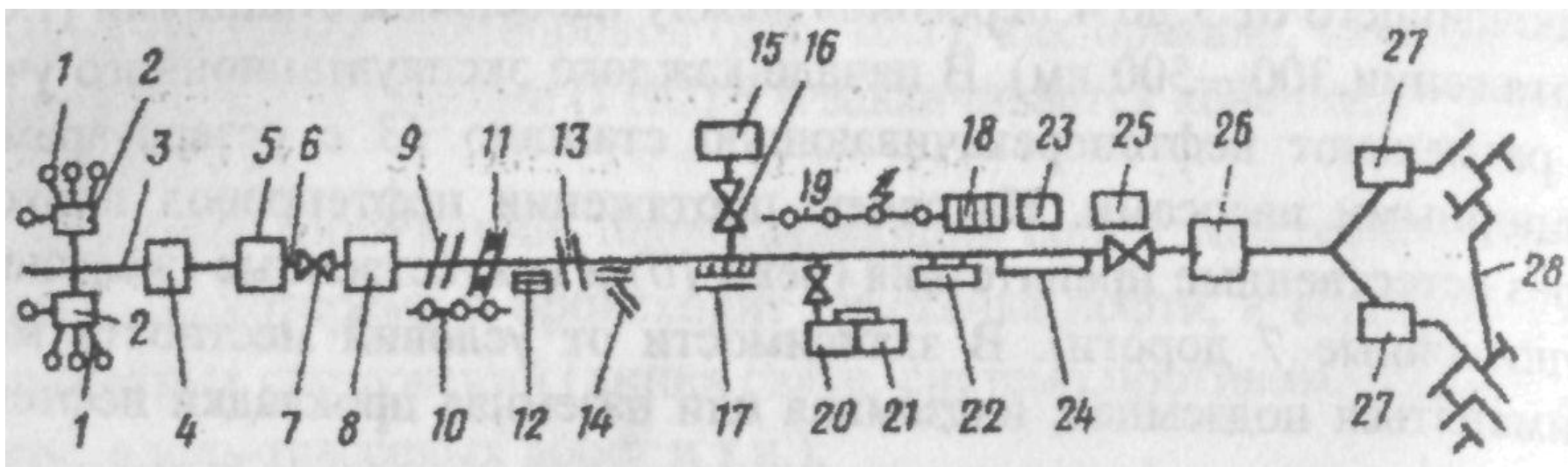


Схема магистрального газопровода.

Система газоснабжения от скважины до потребителя представляет собой единую технологическую цепочку. Вся продукция скважины 1 на газовом или газоконденсатном месторождении поступает через газосборный пункт 2 и газопромысловый коллектор 3 на установку подготовки газа 4.

Если давление на устье скважины больше, чем рабочее давление магистрального газопровода, то оно дросселируется (снижается) до нужной величины введением дополнительного гидравлического сопротивления. В случае недостаточного давления газ после подготовки закачивается ГКС 5 в магистральный газопровод 6.

Линейные охранные краны 7 на газопроводе предусматриваются через 20-30 км.

Для поддержания давления газа на газопроводе с интервалом в 100-150 км устанавливаются компрессорные станции (КС) 8. Они в большинстве случаев оборудуются центробежными нагнетателями для компримирования газа с приводом от газотурбинных установок или электродвигателей. В настоящее время 80 % мощности всех КС составляет газотурбинный привод нагнетателей, а 20 % - электропривод. Газовые турбины работают на перекачиваемом газе. Расход газа на топливо достигает 10-12 % объема его транспортировки. Мощность применяемых на КС электродвигателей не превышает 12,5 тыс. кВт.

На каждой КС устанавливаются пылеуловители, т.к. газ в процессе движения по газопроводу засоряется механическими примесями. На выходе всех КС газопроводов большого диаметра устанавливают аппараты воздушного охлаждения (АВО) газа для охлаждения транспортируемого газа атмосферным воздухом.

На своем протяжении газопровод проходит через естественные препятствия (реки 13) и искусственные (железные 11 и шоссейные 9 дороги). В зависимости от условий местности могут применяться подземная, надземная или наземная прокладки газопровода.

Потребителями газа являются крупные тепловые электростанции, города и населенные пункты. Часть природного газа используется как технологическое сырье на нефтехимических комбинатах.

Перед подачей газа потребителю он поступает из магистрального газопровода по отводам 16 на газораспределительные станции (ГРС) 15, 26. На ГРС снижается давление газа до рабочего давления газораспределительной системы потребителей, он также подвергается одоризации для придания ему специфического запаха, с целью раннего выявления аварийных утечек газа.

После ГРС газ поступает в городские газовые сети 28, которые непосредственно подают газ к месту потребления. Городские газовые сети транспортируют газ под высоким (1,2 - 0,3 МПа), средним (0,3 - 0,05 МПа) и низким (5-3 КПа) давлениями.

Снижение и поддержание в необходимых пределах давления газа в распределительных сетях осуществляется на газорегулировочных пунктах (ГРП) 27.

Лекция № 1

Вспомогательные линейные сооружения магистрального газопровода аналогичны магистральным нефтепроводам и включают:

- линии связи 10 и электропередач 19;
- систему защиты от электрохимической коррозии 18;
- вертолетные площадки 25;
- подъездные дороги 14;
- площадки с аварийным запасом труб 12;
- защитные сооружения 17 и водосборники 22;
- дома линейных ремонтников-связистов 23;
- лупинги 24.

Для сглаживания неравномерности потребления газа у крупных населенных пунктов создают подземные хранилища газа (ПХГ) 20 со своими компрессорными станциями 21 для закачки газа в ПХГ.

Сооружение магистральных газонефтепроводов.

Промысловые трубопроводы, магистральные нефте- и газопроводы сооружают из стальных труб из малоуглеродистой или низколегированной стали. По способу изготовления трубы бывают бесшовные (горячедеформированные) и сварные (прямошовные и спиральношовные).

Условия прокладки трубопроводов меняются в очень широких пределах. Все многообразие природных условий разделено на шесть групп:

- освоенные равнины (уклон менее 10 градусов),
- пустыни,
- болота,
- вечномёрзлые грунты,
- горы,
- водные преграды.

Каждая из групп требует применения особой технологии строительства и особой техники.

Различают четыре способа прокладки трубопроводов:

- подземная прокладка (ниже дневной поверхности земли);
- полуподземная (полузаглубленная);
- наземная прокладка в насыпи и без насыпи (на дневной поверхности);
- надземная прокладка (выше дневной поверхности).

Сегодня уровень знаний и накопленный опыт позволяют осуществить любой способ прокладки в любых условиях. Вопрос будет заключаться лишь в затратах средств и труда на строительство трубопровода и его последующую эксплуатацию. Отсюда следует, что выбор способа прокладки является технико-экономической задачей, которая решается в каждом конкретном случае отдельно.

Лекция № 1

Подземный способ составляет около 98 % от общей длины всех построенных трубопроводов. Анализ опыта трубопроводного строительства показывает, что *подземный способ* прокладки имеет преимущества перед остальными:

- он обеспечивает лучшую защиту труб от разрушений в результате возможных взрывов,
- защищает трубопровод от лесных пожаров,
- сводит к минимуму экологические последствия аварий, а для газопроводов и объем разрушений в результате аварий,
- не затрудняет миграцию диких животных,
- не создает препятствий для обеспечения стока поверхностных вод.

Однако он не лишен недостатков и его повсеместное использование сдерживается мерзлотно-грунтовыми условиями.

В частности, при подземной прокладке горячего трубопровода вокруг труб образуются большие ореолы оттаивания и грунт в основании труб проседает, деформируя трубопровод. Для обеспечения его устойчивости в этих условиях требуются дорогостоящие технические мероприятия.

- К недостаткам подземного способа прокладки следует отнести:
- сложность обнаружения и устранения аварий. Особую трудность представляет вскрытие трассы в зимнее время, когда грунты слоя сезонного промерзания-оттаивания находятся в твердомерзлом состоянии. Разработка таких грунтов без соответствующей землеройной техники, которая на трассе, как правило, отсутствует, выливается в серьезную проблему;
 - большая зависимость вероятности появления аварий от того теплового воздействия, которое трубопровод оказывает на геологическую среду, причем это воздействие часто трудно прогнозировать;
 - большой объем землеройных работ.

С уменьшением глубины заложения труб объем землеройных работ уменьшается и одновременно облегчаются поиск и устранение аварий. В связи с этим в последнее время на практике стали применять модификацию подземной прокладки - *полузаглубленную* прокладку. Однако, уменьшая недостатки подземной прокладки, полузаглубленная прокладка приобретает все недостатки наземной прокладки.

Наземную прокладку обычно применяют на участках трассы с резко пересеченным рельефом или сильной заболоченностью. Наземная прокладка без обвалования всегда устраивается с компенсацией продольных деформаций, с обвалованием - так же как и подземная прокладка - без компенсации или с устройством компенсационных участков.

Преимущества наземной прокладки по сравнению с подземной заключается в отсутствии экскавации фунта по трассе, балластирования труб и анкерных устройств. К недостаткам следует отнести меньшую надежность при внешних ударных воздействиях, большие объемы завозимого грунта, дополнительное косвенное тепловое воздействие на ММП, изменение естественного стока поверхностных вод, препятствие для миграции диких животных (в случае прокладки труб без обваловки).

Надземная прокладка может использоваться всюду, кроме заливных пойм, на которых есть ледоход. Трубы укладываются на отдельно стоящие опоры, расположенные с шагом 20-60 м. Опорой считается металлическая или железобетонная конструкция, расположенная между трубой и фундаментом.

Надземная прокладка трубопроводов обязательно предусматривает компенсацию температурных деформаций труб. Для этого используется прямолинейная прокладка труб с П-, Г- и Z-образными компенсационными контурами, зигзагообразная прокладка и прямолинейная прокладка с неравномерным шагом опор.

Преимущества надземной прокладки по сравнению с остальными являются:

- доступность трубопровода осмотру и проведению профилактических работ, что снижает вероятность аварий, а при их появлении меньше затраты времени на ликвидацию;
- малая зависимость от мерзлотно-геологических условий, поскольку трубопровод не оказывает теплового воздействия на ММП. Это также снижает вероятность появления аварий;
- отсутствие препятствий естественному стоку поверхностных вод;
- отсутствие препятствий миграции диких животных при высоких опорах.

К недостаткам надземной прокладки можно отнести ее высокую стоимость, уязвимость при внешних ударных воздействиях, большие разрушения конструкций (газопроводы) и загрязнения окружающей среды (нефтепроводы) при авариях.

Поскольку надежность эксплуатации трубопроводов в суровых климатических условиях Севера и удаленности трасс часто является определяющей при выборе способа их прокладки, то, несмотря на существенные недостатки, надземные трубопроводы могут оказаться предпочтительнее остальных. В зависимости от вида и сложности препятствий используются три вида переходов: подводные, подземные и надземные.

К подводным переходам относятся участки трубопровода, проходящие через естественные или искусственные водоемы.

Подземные переходы применяются при пересечении трубопроводами железных дорог, автомобильных дорог, кабелей связи и других подземных коммуникаций.

Надземные переходы составляют относительно небольшую долю в объеме строительства трубопроводов.

Обычно эта схема применяется, когда использование других, по каким либо причинам, нецелесообразно.

Наиболее часто надземные переходы используются при пересечении оврагов, рек с неустойчивым руслом, арыков, каналов.

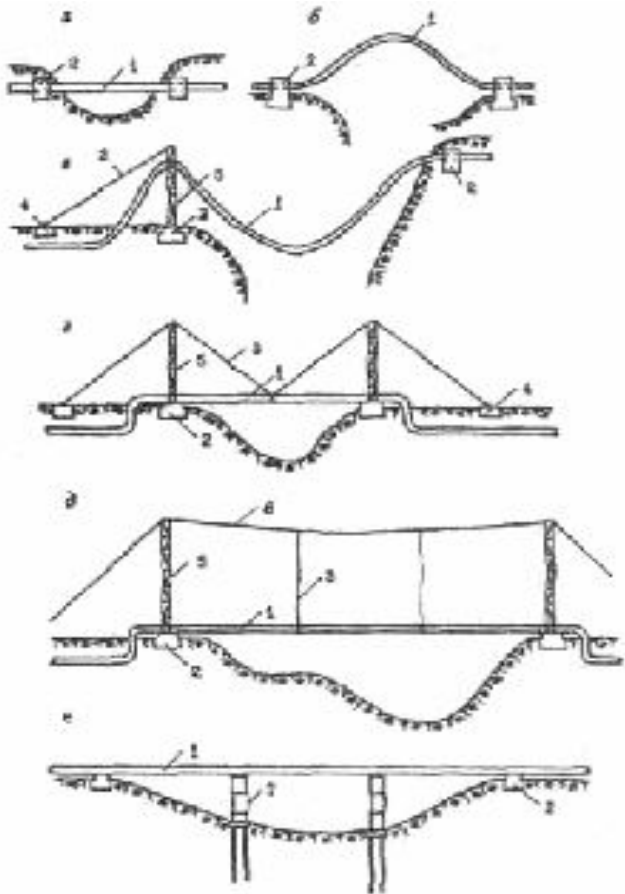


Рис. Надземные переходы магистрального трубопровода через естественные препятствия: а — однопролетный балочный переход, б — арочный переход, в — переход в виде самонесущей провисающей нити; г — вантовый переход; д — висячий переход; е — многопролетный

балочный переход:

1 — трубопровод; 2 — концевая опора; 3 — вантовая растяжка; 4 — анкер; 5 — мачта; 6 — несущий трос;

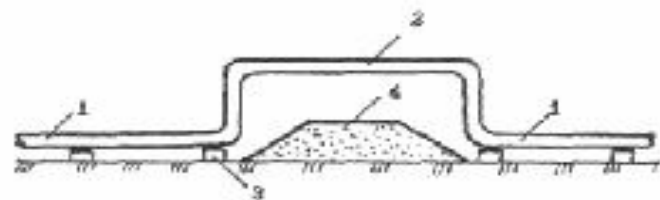


Рис. Надземный переход магистрального трубопровода через автодорогу: 1 — трубопровод; 2 — компенсационный контур; 3 — опора трубопровода; 4 — автодорога

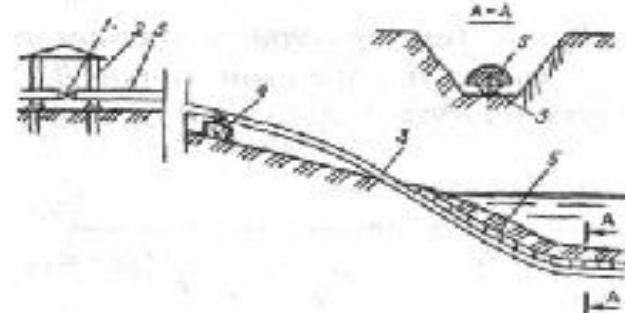


Рис. Переход магистрального трубопровода через реку с помощью дукера: 1 — задвижка; 2 — тавричок; 3 — трубопровод; 4 — надземная опора; 5 — груз

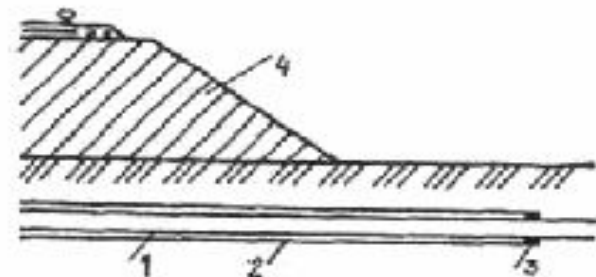


Рис. Подземный переход магистрального трубопровода через железную дорогу:

1 — трубопровод; 2 — футляр; 3 — диэлектрический уплотнитель; 4 — насыпь железной дороги

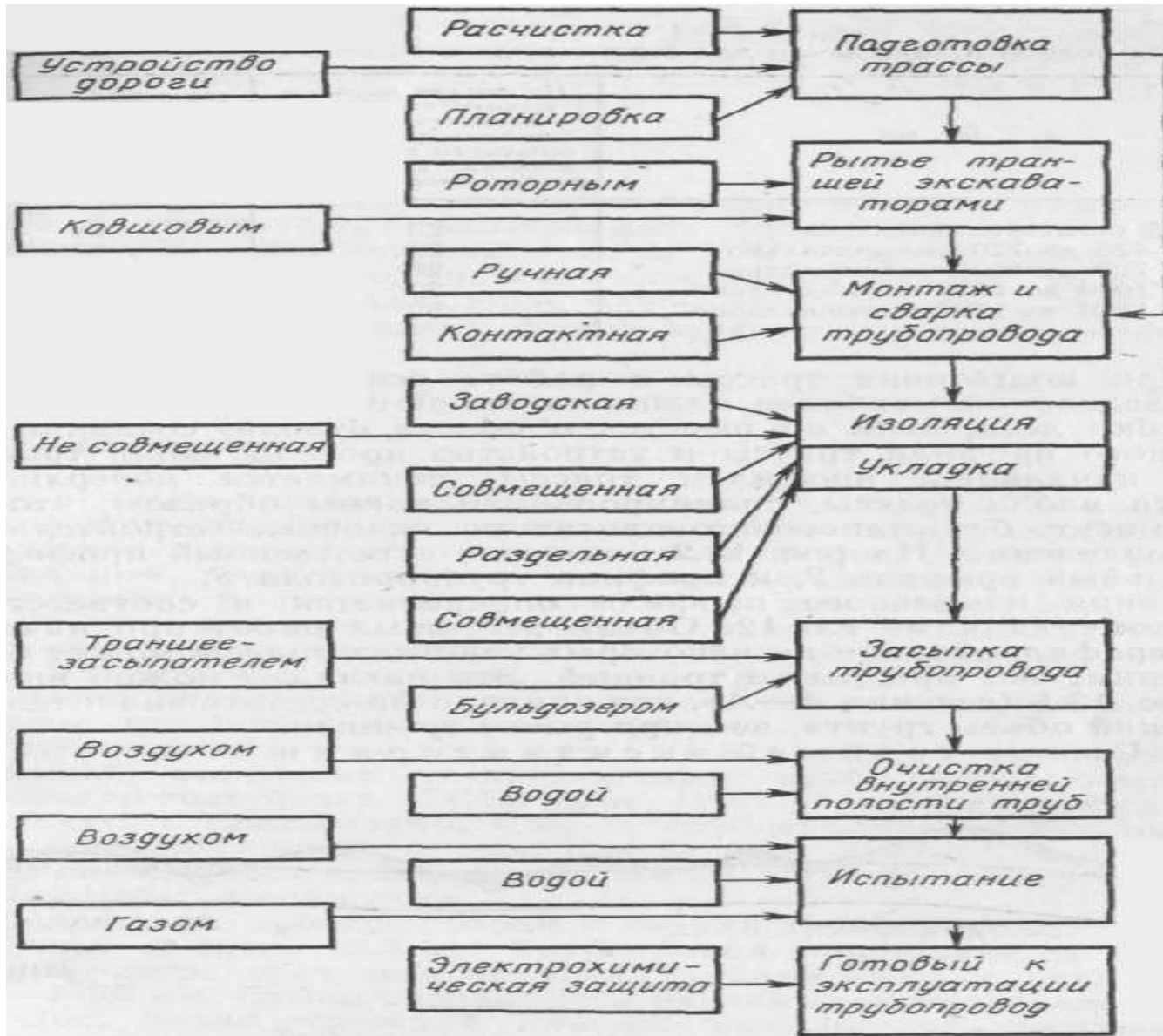


Рисунок Структурная схема строительства линейной части в нормальных условиях.

Строительство трубопроводов представляет собой последовательное выполнение ряда операций.

1. *Подготовка трассы*: расчистка и планировка трассы, устройство дорог и рекультивация плодородного слоя. Производится вдоль всей трассы на ширине отвода земли под строительство трубопровода и предполагает приведение трассы в состояние, позволяющее провести все остальные технологические операции.
2. *Земляные работы*: рытье траншеи и засыпка. Размеры и профиль траншеи определяется диаметром трубопровода, характеристикой грунта и гидрогеологическими условиями трассы. Засыпка трубопровода производится бульдозерами и специальными траншеезакапывателями роторного или шнекового типа. Рекультивация выполняется поточным методом бульдозером вслед за засыпкой траншеи. Избыточный грунт бульдозерами разравнивается в пологий валик с учетом последующей осадки грунта.
3. *Погрузо-разгрузочные и транспортные работы*: выгрузка труб с транспортных средств, транспортировка на сварочные базы, погрузо-разгрузочные работы на сварочной базе, транспортировка на трассу.
4. *Сварочно-монтажные работы*: центровка, поворотная сварка, неповоротная сварка, контактная сварка труб.
5. *Изоляционно-укладочные работы*: очистка, грунтовка, изоляция и укладка труб.
6. *Очистка внутренней полости и испытание* трубопровода: удаляются окалина, грязь, вода, снег, лед, посторонние предметы, чем обеспечивается надежная работа насосов и компрессоров, сохранность качества транспортируемого продукта и снижение затрат энергии на транспорт нефти или газа.
7. *Испытание* на прочность и герметичность. Газопровод испытывают пневматическим (воздух, газ) или гидравлическим (вода) методом. Нефтепроводы подвергаются только гидравлическим испытаниям.
8. *Электрохимическая защита* от коррозии. Осуществляется катодной поляризацией трубопровода с использованием станций катодной защиты и протекторов.

Нанесение антикоррозионной изоляции не гарантирует надежную защиту трубопровода, что связано с возможными дефектами при нанесении изоляции и старением изоляционного покрытия.

При использовании станций *катодной защиты* разность потенциалов между трубой и грунтом создается от постоянного источника электроэнергии.

Протекторная защита используется при удалении трубопроводов от источников энергии. В этом случае катодной поляризации труб добиваются соединением их с протекторами (анодами), имеющими более низкий потенциал (магний, алюминий, цинк).

Часто электрохимическую защиту сооружают после окончания всех видов работ. Это недопустимо, так как при отсутствии электрохимической защиты в первое после сдачи в эксплуатацию время начинают интенсивно образовываться очаги коррозии, которые продолжают действовать даже после устройства электрохимической защиты.

Подводные и морские трубопроводы.

Подводными называют трубопроводы, сооружаемые ниже свободной поверхности воды на пересечениях трассой рек, замкнутых водоемов (рек, болот), а также в акваториях морей. Трубопроводы, проложенные по дну моря или океана называют *морскими*. Иногда магистральный трубопровод имеет морскую и сухопутную часть. Такой трубопровод называют *сухопутно-морским*. Применяется прокладка магистральных трубопроводов под водой как с заглублением их в грунт, так и без заглубления.

Особое внимание уделяется защите подводных трубопроводов от *механических воздействий*: ударов якорей судов, волокуш, каких-либо других конструкций.

Наиболее эффективное средство защиты подводного трубопровода от механических воздействий — применение *подводной подземной* схемы прокладки, т.е. заглубление труб в грунт ниже дна водоема. Иногда при больших глубинах водоема или очень прочном скальном грунте заглубить трубы ниже дна водоема не представляется возможным. В этом случае применяют другие виды защиты от механических воздействий: обвалование труб, бетонирование, обкладка бетонными плитами, устройство каменных насыпей над трубой и т. п. Оставлять трубу не защищенной от механических воздействий на дне можно только в том случае, если есть полная уверенность, что трубы за весь период эксплуатации не подвергнутся внешним механическим воздействиям.

Подводный трубопровод, запроектированный и построенный с учетом факторов, неблагоприятно воздействующих на его работоспособность, может находиться в эксплуатации десятки лет, сохраняя свою работоспособность. Однако большое число подводных переходов через реки и другие внутренние водоемы выходят из строя — разрушаются или приходят в состояние, требующее немедленного ремонта, несмотря на двойное и даже тройное резервирование. Опыт эксплуатации показывает, что около 80 % всех аварийных ситуаций возникает в результате размыва грунта вокруг труб, образования оголенных участков трубопровода, подвергающихся силовому воздействию потока. Оставшиеся 20 % приходятся на коррозию, механические повреждения, невыявленные в процессе строительства дефекты труб и конструкций и др.

Хранение нефти и нефтепродуктов

Хранение нефти и нефтепродуктов осуществляется:

- на нефтебазах,
- в *сырьевых и товарных парках* добывающих, транспортирующих и перерабатывающих предприятий.

Нефтебазы - это многофункциональные технологические системы с объектами различного производственно-хозяйственного назначения, предназначенные для бесперебойного и надежного обеспечения потребителей нефтью и нефтепродуктами.

На нефтебазах производится прием, хранение и отпуск нефти, нефтепродуктов, а также регенерация масел, сбор и отгрузка отработанных нефтепродуктов.

Все нефтебазы подразделяются:

по назначению - перевалочные, перевалочно-распределительные, распределительные;

по транспортным связям - трубопроводные, железнодорожные (автомобильные), водные, водно-железнодорожные.

На перевалочных *нефтебазах* производится прием, хранение и перевалка нефти и нефтепродуктов, поставка нефтепродуктов распределительным нефтебазам и крупным потребителям.

Распределительные нефтебазы производят прием, хранение и отпуск нефтепродуктов потребителям.

Хранение газа

В общем случае газ хранят в сжиженном и в газообразном состоянии. Различают *сжиженный углеводородный (СУГ)* и *сжиженный природный газ (СПГ)*. СУГ принято называть смесь пропана, бутана, пропилена и небольших количеств метана, этана и этилена. Получают СУГ на нефтеперерабатывающих и газоперерабатывающих заводах.

Используют два метода хранения сжиженного газа: низкотемпературный и под повышенным давлением.

СУГ в основном хранится под повышенным давлением в горизонтальных резервуарах емкостью от 10 до 200 м³ и в сферических резервуарах емкостью 600 м³. В частности, этот метод хранения используется в автомобильных автозаправочных станциях.

СПГ хранится при низких температурах. В этом случае используются теплоизолированные вертикальные цилиндрические резервуары. Для поддержания температуры в резервуарах используются холодильные машины.

Используют также подземные хранилища в водоносных горизонтах (15-20%), в соляных куполах; в искусственных выработках.

Природный газ хранится в основном в газообразном состоянии под повышенным давлением. Наибольшее распространение получило подземное хранение в истощенных нефтяных и газовых месторождениях (80-85%).

Достаточно широко используется хранение газа в *газгольдерах* высокого давления - толстостенных горизонтальных резервуарах и в баллонах. Хранение компримированного природного газа (КПГ) применяется на автомобильных заправочных станциях

Сооружение нефтехранилищ

Нефтебазы размещают на специально отведенной территории в соответствии с генеральным планом застройки и реконструкции данного района вблизи транспортных путей. Если площадка для нефтебазы удалена от населенного пункта, промышленного предприятия или железной дороги менее чем на 200 м и имеет более высокие отметки, то предусматривают *обвалование, отводные каналы и другие меры* по предотвращению разлива жидкостей с территории нефтебазы в случае аварии.

Резервуары являются основными сооружениями нефтебаз. На территории нефтебазы или перекачивающей станции по противопожарным соображениям резервуары, как правило, размещают группами.

Резервуары являются ответственными инженерными сооружениями и классифицируются:

- **по материалу**, из которого они изготовлены - металлические, железобетонные, земляные, синтетические и в горных выработках;

- **по типу конструкции** - *вертикальные цилиндрические* (РВС) со стационарными покрытиями разнообразной геометрической формы, с плавающими крышами, *горизонтальные цилиндрические* с плоскими и пространственными днищами (РГС), *каплевидные, шаровые*, резервуары-цилиндриды, *прямоугольные* и *траншейные*;

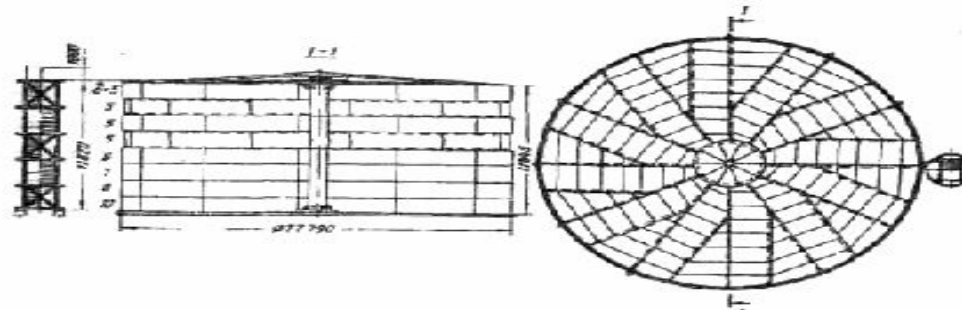
- **по величине избыточного давления** в паровом пространстве - резервуары *низкого* (не более 200 мм. вод. столба) и резервуары *высокого* (более 200 мм. вод. столба) давления;

- **по назначению** - резервуары для хранения мало-, высоковязких и нефтепродуктов, резервуары-отстойники, резервуары-смесители, резервуары специальных конструкций для хранения *сжиженных нефтяных газов* с высоким давлением насыщенных паров.

В зависимости от высотного расположения по отношению к планировочной отметке строительной площадки резервуары делят на *наземные, подземные и полуподземные*.

На нефтебазах и перекачивающих станциях в основном применяют *стальные* (РВС имеют емкость от 100 до 100 тыс. м³, РГС - от 3 до 200 м³) и *железобетонные* (типа ЖБР) резервуары различных конструкций.

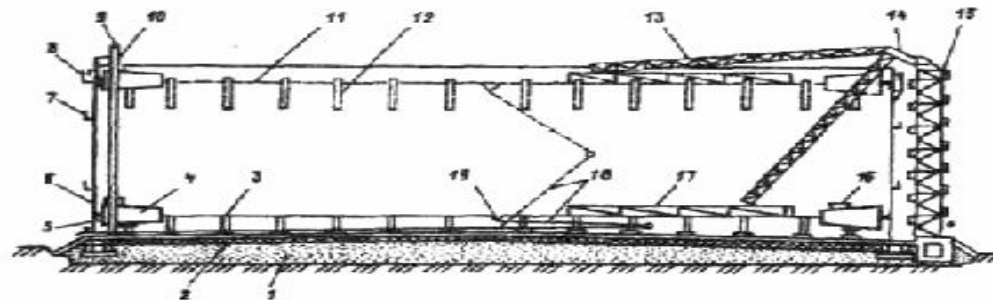
Резервуары должны быть герметичными для хранящихся нефтепродуктов и их паров, простой формы, долговечными, дешевыми. Выбор типа резервуара для хранения продукта в первую очередь зависит от величины упругости его паров.



РВС вместимостью 5000 м³ с щитовым покрытием

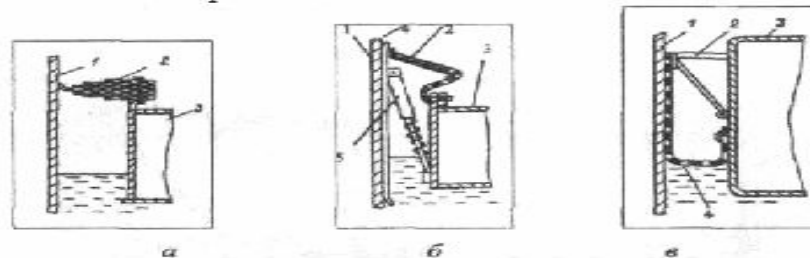


Типы стационарных покрытий вертикальных цилиндрических резервуаров
а - коническое, б - висячее, в - сфероцилиндрическое, г - сфероидальное



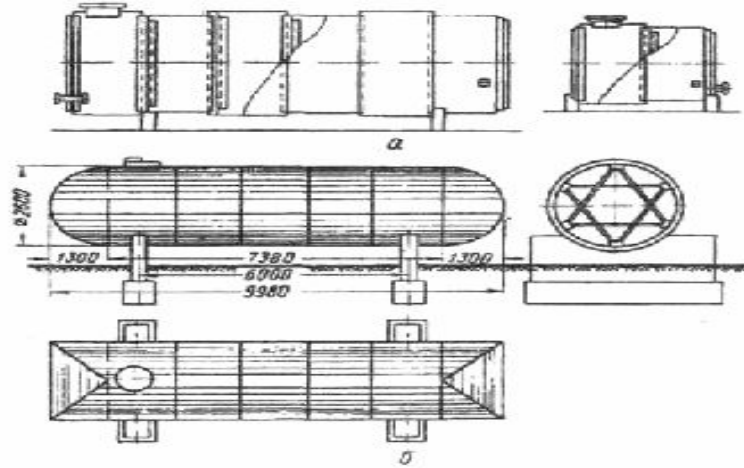
Конструкция резервуара с плавающей крышей

1 - основание; 2 - днище; 3 - центральная часть плавающей крыши; 4 - понтонное кольцо; 5 - уплотняющий затвор; 6 - оболочка корпуса; 7, 8 - кольца жесткости; 9 - огневые предохранители; 10 - направляющие стойки; 11 - плавающая крыша (верхнее положение); 12 - опорные стойки; 13 - катушечная лестница; 14 - переходной мостик с перилами; 15 - шахтная лестница; 16 - смотровой люк; 17 - опорная ферма; 18 - дренажная система труб; 19 - приемник ливневых и талых вод.

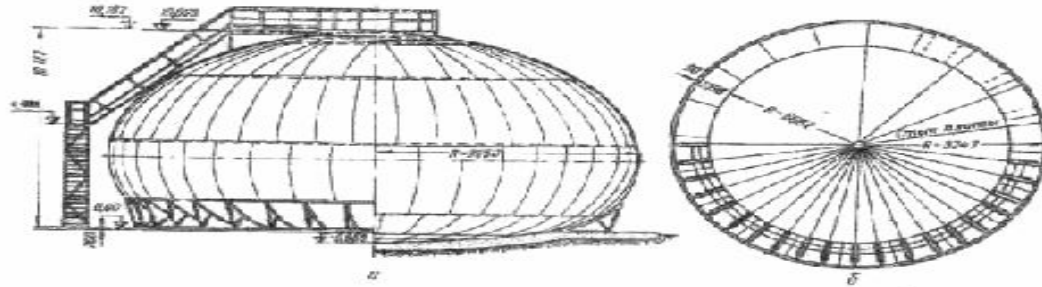


Конструкция уплотняющих затворов

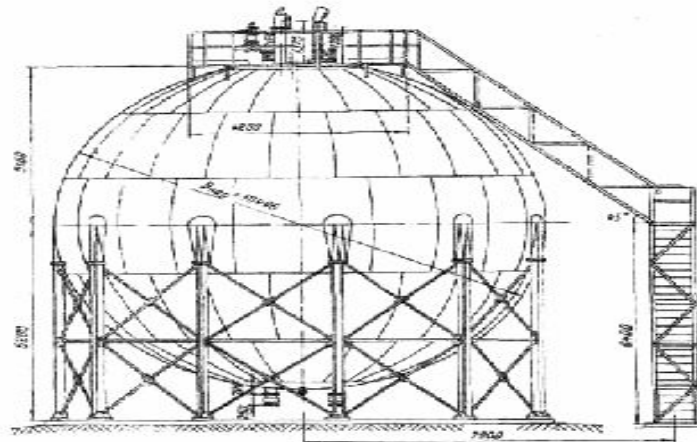
а - мягкого типа 1 - стенка резервуара, 2 - эластичное уплотнение, 3 - короб понтона плавающей крыши; б - жесткого типа. 1 - стенка резервуара, 2 - защитный козырек, 3 - короб понтона плавающей крыши, 4 - скользящий лист из цветного металла, 5 - упругая



Горизонтальные цилиндрические резервуары вместимостью 50 м³
а - с плоскими днищами; б - с цилиндрическими днищами



Конструкция каплевидного резервуара вместимостью 2000 м³ *а - общий вид и разрез; б - план опорного кольца*



Конструкция шарового резервуара вместимостью 600 м³

Подземные нефтехранилища позволяют создавать значительные запасы нефти и нефтепродуктов при небольших занимаемых площадях.

По сравнению с наземными нефтехранилищами они более безопасны, характеризуются меньшими потерями от испарения, меньшими затратами тепла на поддержание необходимой температуры в хранилище и меньшими удельными затратами на сооружение и эксплуатацию.

В состав подземных нефтехранилищ входят подземные резервуары (выработки-емкости, вспомогательные горные выработки, скважины и др.), наземные здания и сооружения.

В 2000 г. вместимость подземных нефтехранилищ составляла: во Франции - 25 млн м³, США - 65 млн м³, ФРГ - 50 млн м³.

Недостаток подземных нефтехранилищ - необходимость предотвращения накопления воды в подземных выработках из-за фильтрации грунтовых вод.

Подземное хранилище газа.

Подземное хранение газа получило в мировой практике большое распространение. Первое подземное газохранилище в нашей стране было создано в истощенной газовой залежи около Бугуруслана.

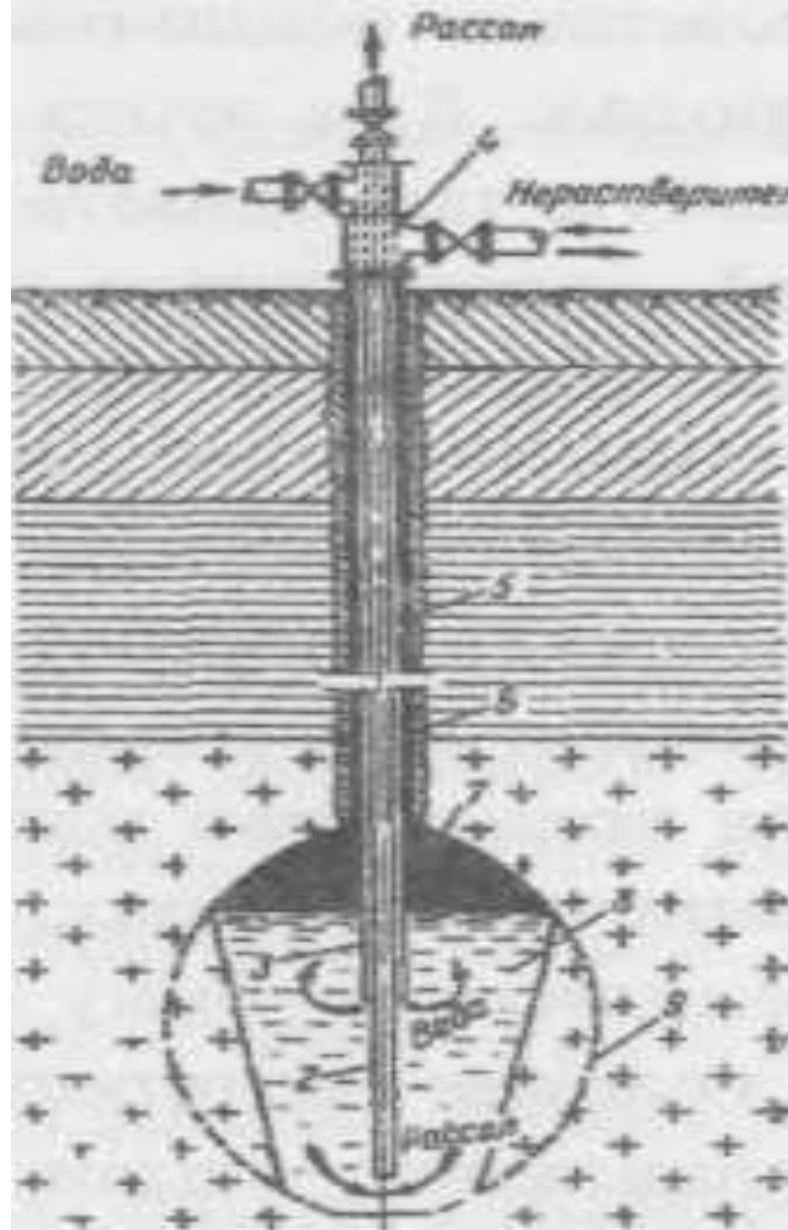
Практически весь хранимый газ приходится на подземные хранилища в истощенных газовых и нефтяных месторождениях. Такие хранилища являются самыми выгодными, если они расположены на небольшом расстоянии от районов потребления. Чем больше полезный объем, тем более выгодным является подземное хранилище.

Если вблизи центров потребления газа отсутствуют истощенные газовые и нефтяные месторождения, то хранилища сжиженного газа сооружают в *подземных водоносных пластах*.

Подземные емкости в *отложениях каменной соли* сооружаются путем размыва (выщелачивания) полостей требуемой конфигурации в толще соли через буровые скважины.

Процесс размыва производится по двум технологиям:

- струйной (метод орошения), когда камера в соляном пласте разрабатывается струями воды под избыточным давлением, а рассол выкачивается из зумпфа погружным насосом или выдавливается сжатым воздухом;
- циркуляционной, заключающейся в закачке пресной воды по одной колонне труб и выдавливании на поверхность земли рассола по другой.



Технологические схемы размыва подземных емкостей в пласте каменной соли.

В районах, где нет соляных месторождений, пригодных для сооружения хранилищ сжиженных газов, можно строить *шахтные емкости* в монолитных осадочных, метаморфических и изверженных горных породах. Наибольшее количество шахтных хранилищ сжиженного газа построено в глинистых сланцах, известняках и гранитах.

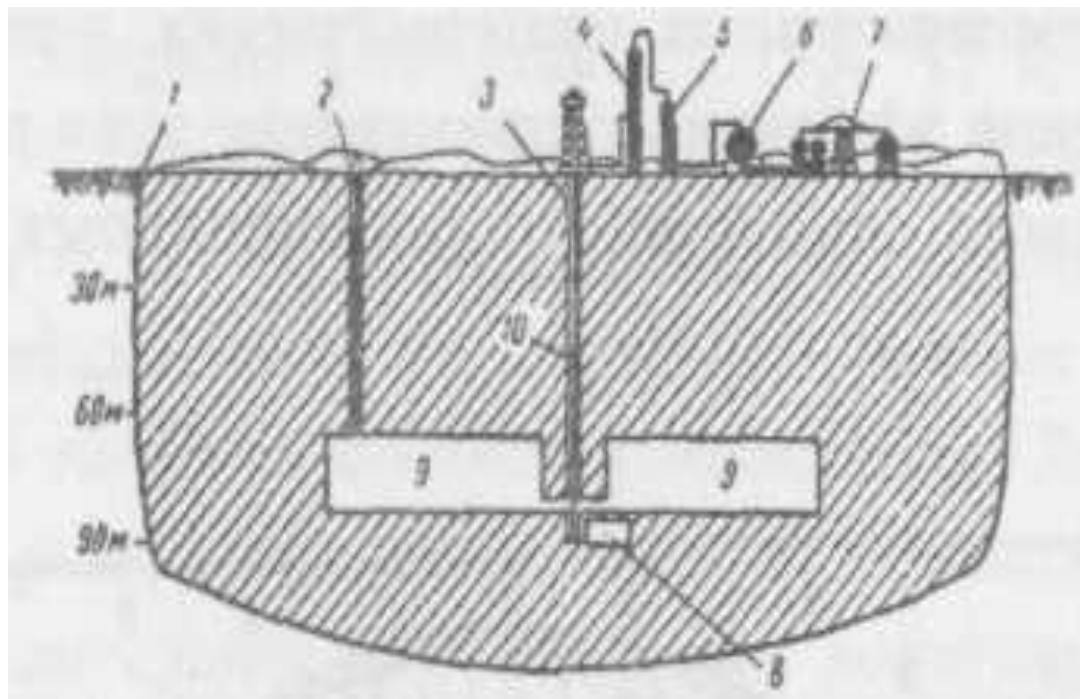


Схема подземного хранилища сжиженного газа шахтного типа.

1 - поверхность земли; 2 - трубопровод для закачки продукта в емкость;
3 - шахтный ствол; 4 - колонна для фракционирования; 5 - дегидратор;
6 — промежуточная емкость; 7 — наливная эстакада; 8 — насос; 9 — подземная емкость; 10 - трубопровод для отбора продукта из емкости.

Для создания подземных хранилищ можно использовать выработанные горные шахты после их соответствующей герметизации.

Подземные хранилища могут создаваться в пластичных породах (глинах, суглинках) при помощи подземного *камуфлетного* взрыва. При этом бурится скважина до глубины расчетного заложения хранилища. Затем в ней взрывают один или два небольших прострелочных заряда. В образовавшейся полости размещают основной заряд взрывчатого вещества и после его взрыва образуется готовое подземное хранилище. При этом окружающий грунт деформируется и уплотняется.

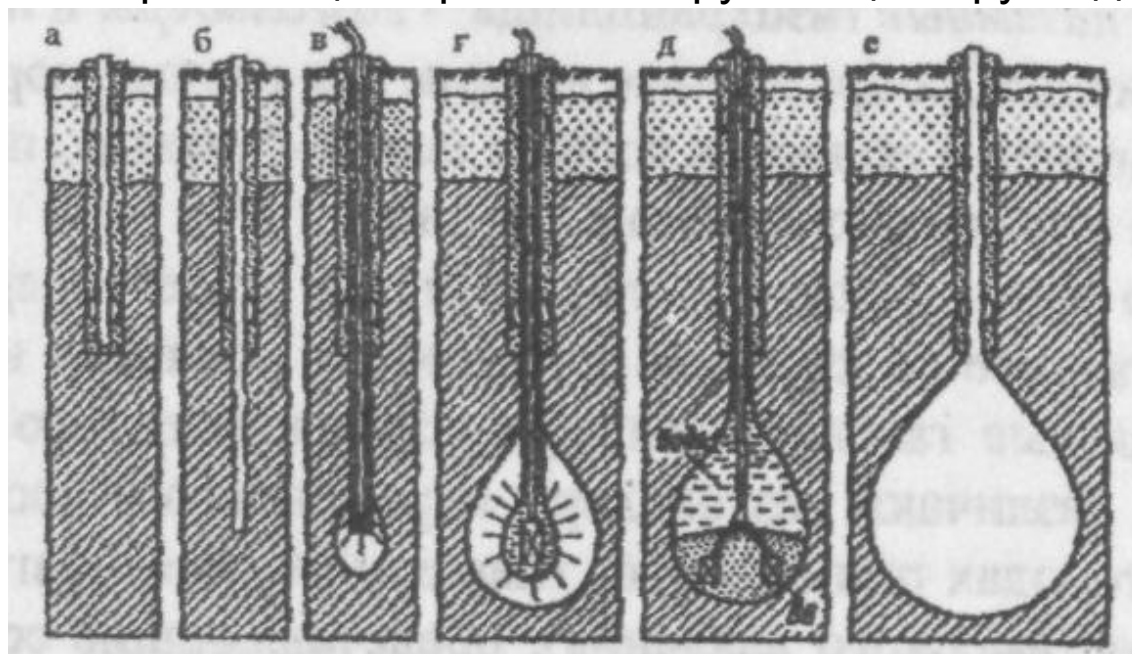


Схема последовательности работ при создании хранилищ методом камуфлетного взрыва.

а - бурение скважины на начальный размер; б - обсадка скважины (цементация затрубного пространства и бурение скважины на конечный размер); в - первый «прострел» скважины; г - *второй* «прострел» скважины; д - взрыв основного заряда

Ледогрунтовые хранилища сооружают в районах с многолетнемерзлыми грунтами в виде выемок (ниже нулевой изотермы).

Сверху сооружают перекрытие и намораживают лед с устройством наружной теплоизоляции.

Дно и боковые стены хранилища облицовывают льдом. Теплоизоляция должна обеспечивать температуру в ледяном слое хранилища не выше -3°C .

Температура нефтепродукта, заливаемого в ледогрунтовые хранилища, должна быть не выше 0°C .

Спасибо за
Внимание!