

Лекция 1. Введение, общие сведения об трубопроводном транспорте нефти и газа.

Трубопроводный транспорт является составляющими такого понятий как «транспорт». Наиболее точное определение понятие транспорт дано в работе [1]. **Транспорт это** – совокупность всех видов путей сообщения, транспортных средств, технических устройств и сооружений на путях сообщения, обеспечивающих процесс перемещения людей и грузов различного назначения из одного места в другое. Наравне с представленным выше определением можно использовать следующее: **Транспорт это** – совокупность технических систем, предназначенных для перемещений людей, грузов и информации из одного места в другое [2].

Трубопроводный транспорт это – (а. pipeline transport; н. Rohrleitungstransport, Pipelinetransport; ф. transport par pipe-lines; и. transporte por conducto, transporte por tuberia, transporte por saseria) — вид транспорта, осуществляющий передачу на расстояние по трубопроводам жидких, газообразных сред и твёрдых материалов. В зависимости от транспортируемого продукта различают нефтепровод, газопровод, водопровод, пульпопровод и т.д. [3].

Основным элементом трубопроводного транспорта является **трубопровод**. Трубопровод — инженерное сооружение, предназначенное для транспортировки газообразных и жидких веществ, пылевидных и разжиженных масс (рисунок 1) [4].



Рисунок 1 – Общий вид трубопровода

Первое упоминание о трубопроводном транспорте было в 1863 году. Дмитрий Менделеев предложил доставлять нефть с бакинских нефтяных приисков до морского порта не в бочках, а по трубам. Предложение не было принято. Спустя два года первый трубопровод построили в Пенсильвании,

США.

В 1877 году Александр Бари и его помощник Владимир Шухов вновь выдвигают идею трубопроводного транспорта, опираясь и на американский опыт, и на предложение Менделеева, и в 1878 году Шухов построил первый в России нефтепровод от Баку до нефтеперерабатывающих заводов [5].

По инициативе Менделеева в 1896—1906 годах по проекту Шухова был построен первый магистральный продуктопровод диаметром 200 мм, длиной 833 км для перекачки керосина из Баку в Батуми, который стал самым крупным трубопроводом в мире. В 1910—1913 годах построен нефтепровод «Грозный — Махачкала» диаметром 200 мм, длиной 162 км. После 1925 года построены нефтепроводы диаметром 250 мм: «Баку — Батуми» длиной 834 км, «Грозный — Туапсе» длиной 49 км.

В 1931 году построен продуктопровод диаметром 300 мм «Армавир — Никитовка» длиной 445 км, а к 1941 году — «Махачкала — Грозный», «Гурьев — Орск», «Малгобек — Грозный» и др [5]

Официальным днем рождения казахстанской системы магистральных нефтепроводов считается 7 декабря 1935 года, когда эмбинская нефть с промысла Косчагыл поступила по нефтепроводу «Каспий – Орск» в резервуары завода в г. Орске.

В июне 1943 года в тяжелейших условиях построен магистральный нефтепровод «Макат-Нармунданак» длиной 49 км

Фактическое развитие трубопроводного транспорта Казахстана как отдельной под отрасли начинается в конце 50-х, когда в стране планируется создание комплекса новых предприятий тяжелой промышленности, в особенности черной, цветной металлургии и машиностроения, что усиливает потребности республики в нефтепродуктах на рисунке 1.1 представлена карта нефтепроводов СССР.

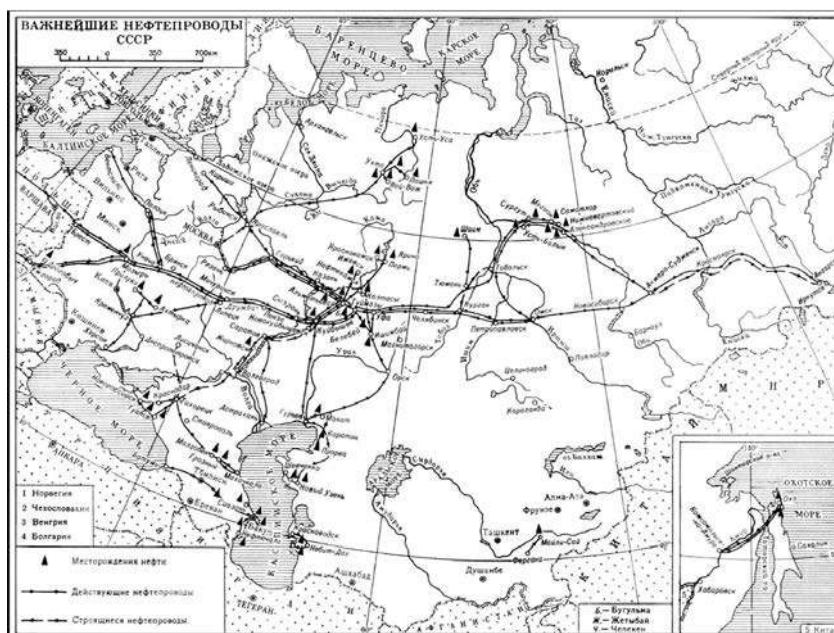


Рисунок 1.1 – Важнейшие нефтепроводы СССР

Именно в этот период Госплан Казахской ССР, совместно с Министерством

международных нефтяных компаний

4) Каламкас — Каражанбас — Актау. Казахстанский нефтепровод, соединяющий бузачинские нефтегазовые месторождения Каламкас, Каражанбас, Северное Бузачи, Арман, Жалгистюбе с городом Актау. Далее стыкуется с нефтепроводом Актау — Жетыбай — Узень. Нефтепровод проходит по территории Мангыстауской области.

5) Узень — Атырау — Самара. Уникальный подогреваемый магистральный нефтепровод. Проложен с месторождения Узень до Атырауского НПЗ, далее соединяется с системой нефтепроводов «Транснефти» в направлении Самары.

Нефтепровод специально подогревают печами для высокозастывающей нефти Жетыбай-Узеньской группы месторождений.

Протяжённость нефтепровода Узень-Атырау-Самара составляет более 1380 км, на территории Казахстана — 1232 км. Нефтепровод проходит по территории Мангыстауской, Атырауской и Западно-Казахстанской областей Казахстана и Самарской области России.

Объём прокачиваемой нефти — 15,75 млн тонн. Максимальная пропускная способность нефтепровода — 30 млн тонн нефти.

6) Казахстано-китайский нефтепровод. Нефтепровод Казахстан-Китай является первым китайским трубопроводом прямого импорта нефти, позволяющим импортировать нефть из Центральной Азии. Он проходит от казахстанского побережья Каспия до Синьцзяна в Китае. Трубопровод принадлежит Китайской национальной нефтяной корпорации (CNPC) и казахстанской нефтяной компании КазМунайГаз. Трубопровод протяжённостью 2280 километров (1384 мили) проходит от Атырау в Казахстане до Алашанькоу в китайском Синьцзяне. Участок нефтепровода Кенкияк-Атырау имеет протяжённость 449 километров (279 миль) и пропускную способность 120 тысяч баррелей в сутки ($\sim 6,0 \times 10^6$ т/год). Пропускная способность трубопровода в будущем может быть увеличена до 180 тысяч баррелей в сутки ($\sim 9,0 \times 10^6$ т/год). Трубопровод был построен и эксплуатируется компанией «МунайГас» — совместное предприятие CNPC и «Казмунайгаз».

Участок газопровода Атасу-Алашанькоу обошёлся в 700 миллионов долларов США. Его длина составляет 987 километров (613 миль), а производительность — 200 тысяч баррелей в сутки ($\sim 1,0 \times 10^7$ т/год). Мощность этого участка может быть повышена до 400 тыс. баррелей в сутки ($\sim 2,0 \times 10^7$ т/год) к 2011 году. Трубопровод включает в себя станцию учёта нефти на перевале Алатау. Трубопровод был построен и эксплуатируется совместным предприятием CNODC и АО «Казтранс Ойл». Первая нефть по этому трубопроводу попала на нефтеперерабатывающий завод в августе 2006 года.

Протяжённость участка Кенкияк-Кумколь составляет 792 километра (492 мили). Его первоначальная транспортная мощность составляет 10 миллионов тонн в год. Эта секция вышла на полную мощность в 2011 году.

7) Каспийский трубопроводный консорциум. крупнейший международный нефтетранспортный проект с участием России, Казахстана, а также ведущих мировых добывающих компаний (рисунок 1.4), созданный для строительства и эксплуатации магистрального трубопровода протяжённостью более 1,5 тыс. км.

В систему поступает нефть в основном с обширных месторождений Западного Казахстана, а также сырье российских производителей. Нефть транспортируется до Морского терминала компании в поселке Южная Озереевка (западнее Новороссийска), где загружается на танкеры для отправки на мировые рынки.



Рисунок 1.4 – Нефтепровод КТК

На ряду с нефтепроводами, Республика Казахстан также осуществляет перекачку газа. На рисунке 1.4 показана карта газопроводов РК

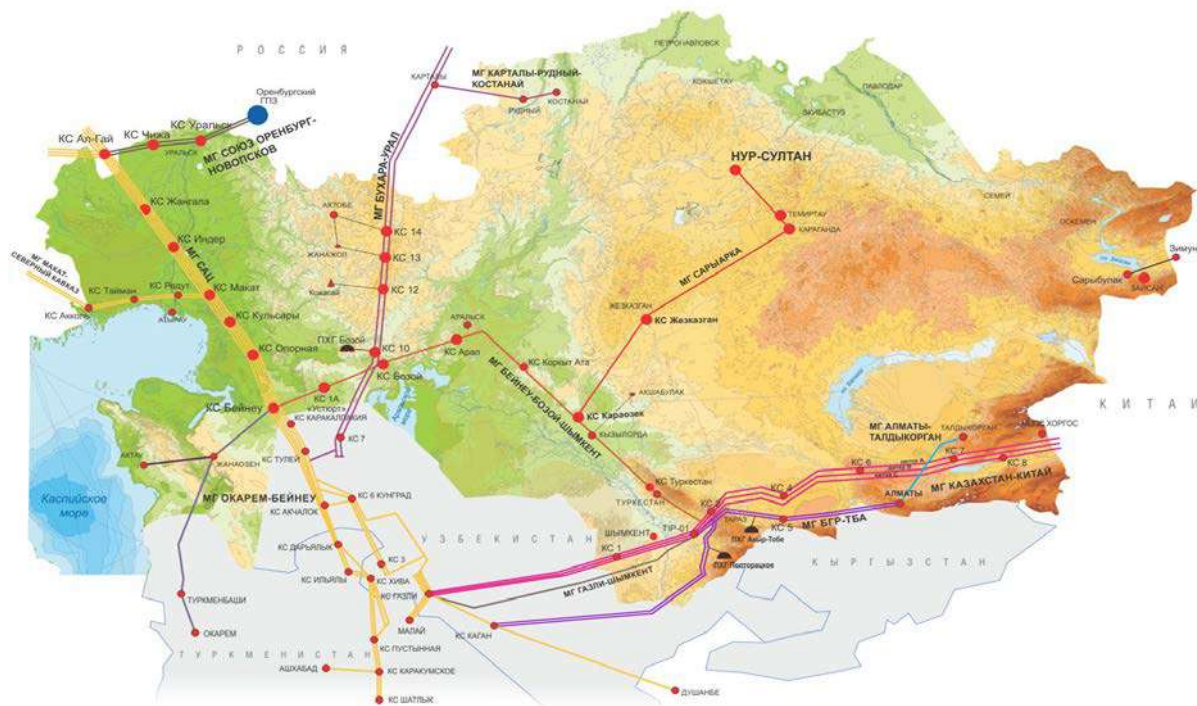


Рисунок 1.4 – Карта газопроводов РК

Этой деятельностью на территории РК занимается «КазТрансГаз». Компания «КазТрансГаз» создана в соответствии с Постановлением Правительства Республики Казахстан №173 от 5 февраля 2000 года. 9 июня 2004 года, в

соответствии с Законом Республики Казахстан «Об акционерных обществах» от 13 мая 2003 года №415-ІІ закрытое акционерное общество «КазТрансГаз» переименовано в акционерное общество «КазТрансГаз». Свидетельство о государственной перерегистрации юридического лица №13898-1901-АО от 9 июня 2004 года выдано департаментом юстиции г. Астаны.

На сегодняшний день в Казахстане функционируют следующие магистральные газопроводы:

1. с территории Узбекистана:

- а) Окарем – Бейнеу;
- б) Газли – Шымкент;
- в) БГР – ТБА (Бухарский газоносный район – Ташкент-Бишкек-Алматы).

2. с территории Российской Федерации:

- а) Союз Оренбург – Новопсков;
- б) САЦ (Средняя Азия-Центр);
- в) Макат – Северный Кавказ.

3. по территории Республики Казахстан:

- а) Бухара – Урал;
- б) Карталы – Рудный – Костанай;
- в) Сарыарка;
- г) Алматы – Талдыкорган;
- д) Казахстан – Китай;
- е) Бейнеу – Бозой – Шымкент.

Как уже было описано выше, транспортирование осуществляется по магистральным трубопроводам. Магистральные трубопроводы являются самым дешевым видом транспорта для массовых грузов (жидких, газообразных и твердых тел).

Трубопроводный транспорт имеет следующие преимущества:

- 1) трубу можно проложить между любыми пунктами по более короткому направлению с преодолением водных преград;
- 2) первоначальные удельные затраты на строительство одного километра трубопровода в 2 раза ниже, чем на строительство железной или автомобильной дороги с соответствующей провозной способностью;
- 3) эксплуатация трубопроводного транспорта непрерывно надежна (?), т.е. не зависит от климата и времени года;
- 4) герметичность исключает потери в 2-3 раза по сравнению с железной и автомобильной дорогой;
- 5) полная автоматизация процесса, поэтому маленький штат обслуживания, а отсюда большая производительность труда;
- б) низкая себестоимость (в 3 раза дешевле, чем на железной дороге).

Недостаток: Большая металлоемкость (трубы очень дорогие). Нефть и газ должны быть специально подготовлены к транспортировке на промыслах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.

- 1. Электронный ресурс [dic.academic.ru/dic.nsf/emergency/2986 Слово «транспорт» в Словаре чрезвычайных ситуаций на dicacademic.ru] (дата

- обращения 15.10.2019).
2. Трофименко Ю.В., Якимов М.Р. Транспортное планирование: формирование эффективных транспортных систем крупных городов. — Москва: Логос, 2013. — С. 17. — 464 с.
 3. Электронный ресурс <http://www.mining-enc.ru/t/truboprovodnyj-transport> (дата обращения 15.11.2019)
 4. «Металлические конструкции». В 3-х томах. Том 3. «Специальные конструкции и сооружения»: Учеб. для строит. вузов. Под ред. д. т. н. профессора В.В. Горева. 2-е изд., испр. М.: «Высшая школа», 2002. — 544 с.: ил. ISBN 5-06-003787-8 (т. 3); ISBN 5-06-003697-9. Глава 5 «Трубопроводы». § 5.1 «Общие сведения и классификация трубопроводов». Стр. 72-73.
 5. И.П. Петров, В.В. Спиридонов. «Надземная прокладка трубопроводов». «Недра». М.: 1965. Тираж 2 475 экз. С. 447. Глава 5. Системы, применяемые при надземной прокладке трубопроводов. § 1 Обзор построенных балочных систем надземных трубопроводов. Стр. 97-117.
 6. Электронный ресурс https://www.kaztransoil.kz/ru/o_kompanii/ (дата обращения 20.10.2019).
 7. Электронный ресурс <https://www.kaztransgas.kz/index.php/ru/o-kompanii/obshchaya-informatsiya> (дата обращения 22.10.2019).

Лекция 2. Классификация трубопроводов.

Трубопровод — инженерное сооружение, предназначенное для транспортировки газообразных и жидких веществ, пылевидных и разжиженных масс [1], а также твёрдого топлива и иных твёрдых веществ в виде раствора под воздействием разницы давлений в поперечных сечениях трубы.

В зависимости от вида прокладки и/или перехода (типа опирания):

- наземный;
- надземный;
- арочный;
- висячий;
- балочный;
- подземный
- подводный
- плавающий

Наземный трубопровод — комплекс сооружений для транспортирования газообразных, жидких или твёрдых продуктов, прокладываемый на участках с высоким уровнем грунтовых вод, болот и т.п. Наземный трубопровод может быть незаглублённым (расстояние от оси трубы до поверхности грунта не менее $0,2 D_n$, где D_n - наружный диаметр трубы) или полузаглублённым (расстояние от верхней образующей трубы до поверхности грунта менее $0,6 D_n$) (рисунок 1) [2].



Рисунок 1. – Наземный трубопровод

Надземный трубопровод — комплекс сооружений для транспортирования газообразных, жидких или твёрдых продуктов, прокладываемый на отдельных опорах или эстакадах на расстоянии от грунта не менее 25 см.

Наиболее целесообразно применение такого метода укладки, на трассах, которые пересекают территорию с изрезанным рельефом, большим количеством рек и озер, водотоков и т.п., в районах оползней, горных выработок и просадочных многолетнемерзлых грунта и в других сложных условиях (рисунок 1.1) [3].



Рисунок 1.1 –Надземный трубопровод

Арочный, подвесной трубопровод - разновидность надземных переходов, выполняемых в виде арки; сооружаются через различные препятствия (рисунок 1.2).

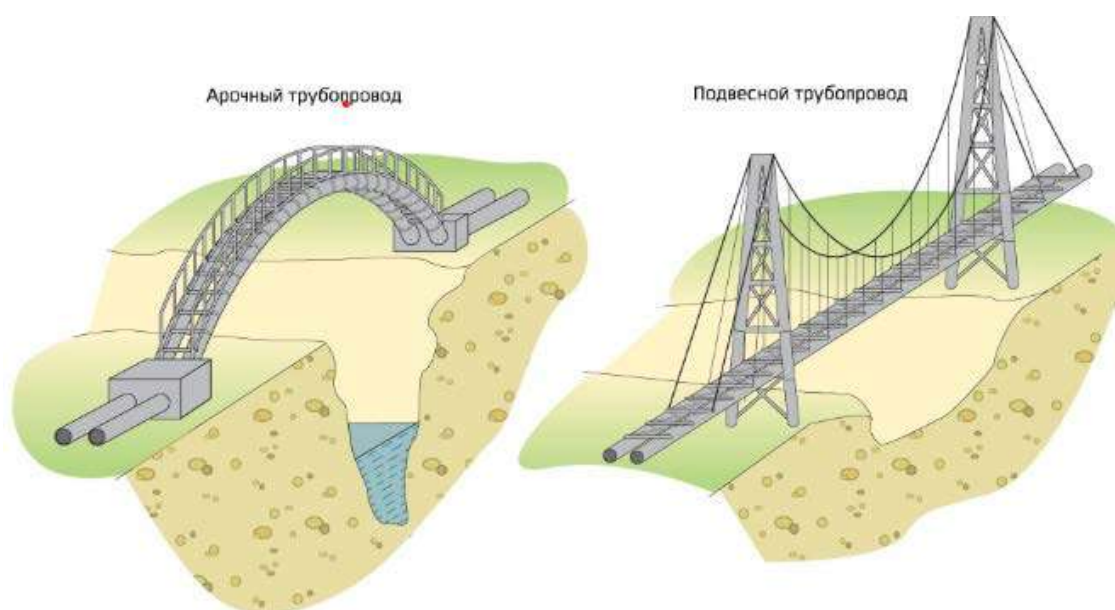


Рисунок 1.2 Арочный и подвесной трубопровод

Наиболее часто арочные трубопроводы прокладывают при необходимости обеспечить заданные размеры пролёта в месте пересечения транспортных

магистралей (шоссейных и железных дорог, судоходных каналов и т.п.).

Арочные трубопроводы сооружаются также в тех случаях, когда установка промежуточных опор существенно увеличивает стоимость конструкции (при пересечении ущелий, глубоких оврагов и т.п.). Опоры арочных трубопроводов воспринимают действие вертикальных и горизонтальных реакций; под нагрузкой (от собственного веса и транспортируемого продукта) конструкция работает главным образом на сжатие, что позволяет увеличивать длину пролёта.

По конструктивному исполнению различают арочные трубопроводы:

- без вспомогательных конструкций; с увеличенной жёсткостью (либо с помощью стоек и тросовых оттяжек, либо за счёт объединения двух и более связанных трубопроводов);
- с вспомогательными конструкциями, увеличивающими поперечную жёсткость; с прокладкой труб по арочному мосту [4].

Балочные переходы трубопроводов – сооружаются на опорах при пересечении водных и других преград, при прокладке трубопроводов на заболоченных, обводнённых, многолетнемёрзлых грунтах. Сооружение надземных переходов. Балочные переходы трубопроводов осуществляют по двум конструктивным схемам — без компенсации и с компенсацией продольных деформаций.

Подземный трубопровод – укладывается непосредственно на грунт в траншеях, канавах, насыпях, штольнях, на опорах в тоннелях и дюкерах (рисунок 1.3). Подземная прокладка обеспечивает защиту трубопровода от механических повреждений, создаёт более благоприятный температурный режим его эксплуатации, не требует полного изъятия из оборота земель сельскохозяйственного назначения. Минимальная глубина заложения трубопроводов до верха трубы в зависимости от диаметра трубы, природно-климатических условий, вида транспортируемого продукта и условий эксплуатации составляет 0,6-1,5 м.



Рисунок 1.3 – Подземный трубопровод

Подземные трубопроводы для перекачки нефти и газа характеризуются значительной протяжённостью, достигающей многих тысяч км, большими диаметрами (до 1420 мм) и рабочим давлением 7,5 и более МПа.

Подводный трубопровод – укладывается по дну водоёмов, рек или в траншеях, прорытых на дне.

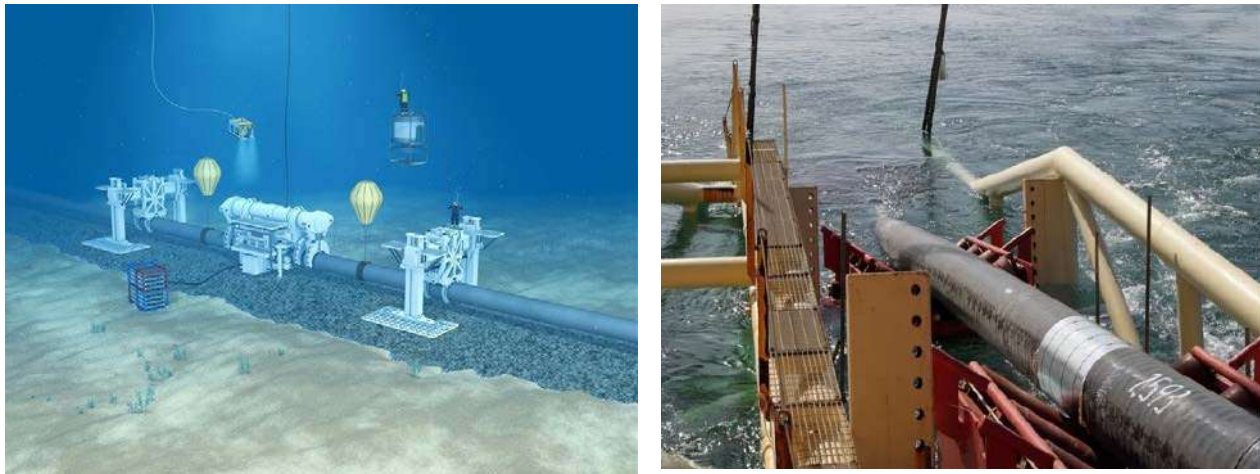


Рисунок 1.4 – Подводный трубопровод

Подводные трубопроводы находятся в сложных условиях эксплуатации. Помимо рабочего давления транспортируемого продукта они нагружены внешним гидростатическим давлением воды, в некоторых случаях на подводные трубопроводы воздействуют волны и течения. Глубина укладки (погружения) подводного трубопровода относительно поверхности воды достигает 500 и более метров, диаметры труб обычно до 1420 мм, рабочее давление в таких трубопроводах 1-10 более МПа. Трубы для подводных газопроводов и нефтепроводов изготавливают преимущественно из низколегированной стали.

Плавающий трубопровод – укладывается на поверхности болот, а также озёр, рек и др. водоёмов с креплениями к поплавкам (чаще пластмассовым) (рисунок 1.5).



Рисунок 1.5 – Плавающий трубопровод

Плавающий пульпопровод состоит из секций, каждая из которых представляет собой резиноканевую трубу с закрепленными на ней поплавками.

В зависимости от транспортируемой среды трубопроводы подразделяют на:

- водопровод;
- канализация;
- теплопровод;
- газопровод;
- нефтепровод;
- продуктопровод;
- воздухопровод;
- пневматическая почта.

Водопровод — система непрерывного водоснабжения потребителей, предназначенная для проведения воды для питья и технических целей из одного места (обыкновенно водозаборных сооружений) в другое — к водопользователю (городские и заводские помещения) преимущественно по подземным трубам или каналам; в конечном пункте, часто очищенная от механических примесей в системе фильтров, вода собирается на некоторой высоте в так называемых водоподъёмных башнях, откуда уже распределяется по городским водопроводным трубам (рисунок 1.6).



Рисунок 1.6 – Водопровод городской

Теплопровод - система технических устройств, обеспечивающая передачу горячей воды и пара от теплоцентрали к потребителям.

Газопровод — инженерное сооружение, предназначенное для транспортировки газа и его продуктов (в основном природного газа) с помощью трубопровода. Газ по газопроводам и газовым сетям подаётся под определённым избыточным давлением.

Нефтепровод — инженерно-техническое сооружение трубопроводного транспорта, предназначенное для транспортировки нефти потребителю. Различают магистральные и промысловые нефтепроводы.

Продуктопровод – используется, чаще всего для передачи продуктов синтеза нефти, хотя может быть применен и для остальных синтезированных продуктов (и тех, которые перечислены выше). В некоторых случаях представляет собой систему, используемую при доставке любых, пригодных для транспортирования подобным образом, объектов.

Воздухопровод – система металлических труб, размещённых в помещении с целью распределения воздуха по нему и вытяжки воздуха из него. Воздух может подаваться и вытягиваться как естественным, так и искусственным путём с помощью вентиляторов.

Пневматическая почта – вид транспорта, система перемещения штучных грузов под действием сжатого или, наоборот, разрежённого воздуха. Закрытые пассивные капсулы перемещаются по системе трубопроводов, перенося внутри себя нетяжёлые грузы, документы (рисунок 1.6).



Рисунок 1.6 – Пневматическая почта

В зависимости от назначения:

а) магистральные трубопроводы — трубопроводы и отводы от них диаметром до 1420 мм (включительно); единый производственно-технологический комплекс, включающий в себя здания, сооружения, его линейную часть, в том числе объекты, используемые для обеспечения транспортировки, хранения и (или) перевалки на автомобильный, железнодорожный и водный виды транспорта жидких или газообразных углеводородов, измерения жидких (нефть, нефтепродукты, сжиженные углеводородные газы, газовый конденсат, широкая фракция легких углеводородов, их смеси) или газообразных (газ) углеводородов, соответствующих требованиям законодательства [5].

В состав магистральных трубопроводов входят:

- трубопровод с ответвлениями и лупингами (участки, прокладываемые параллельно основному трубопроводу; подключается для увеличения

пропускной способности последнего), запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами подключения нефтеперекачивающих станций, компрессорных станций, узлов замера расхода газа, пунктов редуцирования газа, узлами пуска и приёма очистных устройств, конденсатосборниками, а также устройствами для ввода метанола;

- установки антикоррозионной электрохимической защиты трубопроводов;
- линии и сооружения технологической связи;
- средства телемеханики трубопроводов;
- линии электропередач, в том числе предназначенные для управления установками электрохимической защиты трубопроводов и запорной арматурой;
- противопожарные средства;
- ёмкости для хранения и разгазирования конденсата;
- амбары для аварийного выпуска нефти, нефтепродуктов, сжиженных углеводородов и конденсата;
- здания и сооружения службы эксплуатации трубопроводов;
- дороги и вертолётные площадки, опознавательные знаки местонахождения трубопроводов;
- головные и промежуточные перекачивающие и наливные насосные станции, компрессорные станции, газораспределительные станции, резервуарные парки;
- станции подземного хранения газа;
- пункты подогрева нефти и нефтепродуктов;
- предупредительные знаки и указатели.

б) трубопроводы специального назначения – дюкеры и тоннели для прокладки внутри них (при пересечении различных преград) трубопроводов, теплосетей, электрокабелей и т. д.; сюда же относятся различные самонесущие и ограждающие функции и другие специальные трубопроводы [6].

Дюкером называют участок нефтепровода, прокладываемый на пересечении с искусственным или естественным препятствием: под руслом реки или канала, по дну глубокого оврага, под авто- или железной дорогой. В этом случае, как правило, дюкер состоит из нескольких труб, которые предварительно свариваются в «нитку» («плеть») и затем укладываются в подготовленную траншею или «футляр» («кожух») способом протаскивания.

В составные части трубопроводов входят:

- Краны – тип трубопроводной арматуры, у которого запирающий или регулирующий элемент, имеющий форму тела вращения или его части, поворачивается вокруг собственной оси, произвольно расположенной по отношению к направлению потока рабочей среды [7].

- Трубопроводная арматура – устройство, устанавливаемое на трубопроводах, агрегатах, сосудах и предназначенное для управления (отключения, распределения, регулирования, сброса, смешивания, фазоразделения) потоками рабочих сред (жидкой, газообразной, газожидкостной, порошкообразной, суспензии и т. п.) путём изменения площади проходного сечения [8]. Виды трубопроводной арматуры представлены на рисунке 1.7



Рисунок 1.7 – Трубопроводная арматура

- Компрессорная станция – стационарная или подвижная (другое наименование — передвижная или самоходная) установка, предназначенная для получения сжатых газов. Получаемый сжатый газ или воздух может использоваться как энергоноситель (для пневматического инструмента), сырье (получение отдельных газов из воздуха), криоагент (азот).

- Газораспределительная станция (ГРС) — служит для понижения давления газа из магистрального газопровода до уровня, необходимого по условиям его безопасного потребления.

В сопутствующие части трубопроводов входят:

- опора трубопровода;
- фланцы;
- отводы;
- заглушки;
- клапаны;
- дисковые затворы.

Опора трубопровода — конструктивный элемент, защищающий трубу от повреждений в месте контакта с опорной конструкцией и служащий для удержания трубопровода в проектом положении. Опоры служат для восприятия действующих на трубопровод нагрузок и их передачи на строительные конструкции. В некоторых случаях опоры применяют для устранения вибраций, и регулирования усилий и напряжений в трубопроводе [9].

Фланец (от нем. Flansch) — плоская деталь квадратной, круглой, или иной формы с отверстиями для болтов и шпилек, служащая для прочного (узлы длинных строительных конструкций, например, ферм, балок и др.) и герметичного соединения труб, трубопроводной арматуры, присоединения труб друг к другу, к машинам, аппаратам и ёмкостям, для соединения валов и других вращающихся деталей (фланцевое соединение) (рисунок 1.8).



Рисунок 1.8 – Фланец

Отвод (син. колено; угольник) — изделие, фитинг, предназначенный для изменения направления потока жидкости (газа) в трубопроводе (рисунок 1.9)

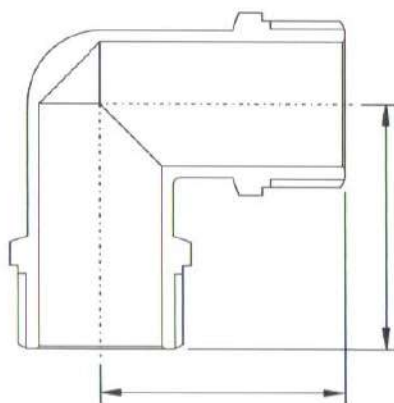


Рисунок 1.10 – Отвод

Заглушка — разновидность фитинга (рисунок 1.11), предназначенная для закрытия концевых отверстий в трубопроводах и изготовления ёмкостей. Материалом для изготовления заглушек может служить углеродистая и низколегированная сталь. Производятся преимущественно методом штамповки

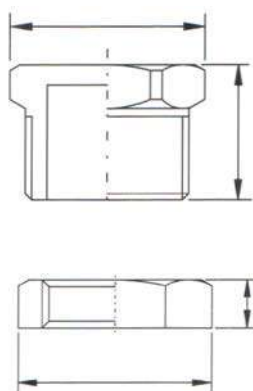


Рисунок 1.11 – Заглушки

Клапан — устройство, предназначенное для открытия, закрытия или регулирования потока в трубопроводе.

Дисковый затвор — тип трубопроводной арматуры, в котором запирающий или регулирующий элемент имеет форму диска, поворачивающегося вокруг оси, перпендикулярной или расположенной под углом к направлению потока рабочей среды (рисунок 1.12).



Рисунок 1.12 – Дисковый затвор

Материал прокладываемых труб может быть:

- металл:
- сталь;
- чугун;
- пластмасса:
- винипласт (ВП);
- полиэтилен (ПЭ);
- поливинилхлорид (ПВХ);
- стеклопластик;
- фаолит;
- асбоцемент;
- керамика;
- стекло;
- железобетон.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.

1. «Металлические конструкции». В 3-х томах. Том 3. «Специальные конструкции и сооружения»: Учеб. для строит. вузов. Под ред. д. т. н. профессора В.В. Горева. 2-е изд., испр. М.: «Вышая школа», 2002. С. 544.
2. Электронный ресурс <http://www.mining-enc.ru/n/nazemnyj-truboprovod/> (дата обращения 05.11.2020).

3. Электронный ресурс <http://www.mining-enc.ru/n/nadzemnyj-truboprovod/> (дата обращения 05.11.2020).
4. Электронный ресурс <http://discoverrussia.interfax.ru/wiki/72/> (дата обращения 05.11.2020)
5. СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы». Пункт 3 «Термины и определения».
6. Е. Н. Лессинг, А. Ф. Лилеев, А. Г. Соколов. «Листовые металлические конструкции». Изд-во: Стройиздат, М.: 1970. Тираж: 8 500 экз. — С. 488.
7. Новый политехнический словарь / Гл. ред. А.Ю. Ишлинский. — М.: Большая Российская энциклопедия, 2000. С. 671. ISBN 5-85270-322-2.
8. Справочник «Промышленное газовое оборудование» / Издание 6-е, переработанное и дополненное. Под редакцией Е. А. Карякина, — Научно-исследовательский центр промышленного газового оборудования «Газовик», 2013—170 — 326 с.
9. Магалиф В.Я., Иткина Д.М., Корельштейн Л.Б. Монтажное проектирование химических, нефтехимических, и нефтеперерабатывающих производств. М.: Навигатор, 2010. — 344 с.: ил. — ISBN 978-5-9901793

Лекция 3. Обоснование строительства и изыскания трасс магистральных нефтегазопроводов.

Современные магистральные трубопроводы - крупные строительные объекты, характеризующиеся большими диаметрами (до 1420 мм), высоким рабочим давлением (до 7,5 МПа) и значительной протяженностью (более 3 тыс. км). Трассы трубопроводов проходят в самых разнообразных природно-климатических условиях (рисунок 1).



Рисунок 1 – Различные природно-климатические условия прокладки трубопровода

Необходимость строительства трубопроводов выявляется в процессе разработки государственных планов развития нефтяной и газовой промышленности, снабжения нефтепродуктами и газом промышленных и сельскохозяйственных предприятий и населения страны.

В соответствии с положениями утвержденной схемы или ТЭО (технико-экономическое обоснование) соответствующее министерство выдает задание на проектирование. Задание составляется при участии проектной организации, которой поручается проектирование.

В задании указываются следующие основные данные:

- назначение трубопровода;
- годовая пропускная способность с разбивкой по очередям строительства;
- для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов перечень нефти и нефтепродуктов, подлежащих последовательной перекачке, с указанием числа каждого сорта;
- характеристики всех нефтей и нефтепродуктов;
- направление трубопровода (начальный, конечный, а в случае

необходимости и промежуточные пункты);

- перечень пунктов путевого сброса или подкачки продуктов с указанием количеств по сортам;
- сроки начала и окончания строительства по очередям;
- сроки представления технической документации по стадиям проектирования;
- наименование проектировщика и генерального подрядчика.

Кроме того, в задании на проектирование иногда указывают, на трубы какого диаметра, из какой стали, а также на какое оборудование должны рассчитывать проектировщики.

Задание на проектирование является основным исходным документом при проектировании трубопровода, и все положения в нем должны получить отражение в проекте. Проектирующая организация, принимая задание как основной обязательный для нее документ, должна тщательно изучить все исходные данные. Отклонения от задания должны быть обоснованы технико-экономическими расчетами и согласованы с организацией, выдавшей задание.

Проектирование трубопровода ведется, как правило, в две стадии: **технический проект и рабочие чертежи.**

На стадии **технического проекта** производятся все необходимые изыскания, принимаются основные технические решения по проектируемым объектам, определяются общая стоимость строительства и основные технико-экономические показатели. **Цель этого этапа проектирования** заключается в следующем:

- производство технических и экономических изысканий, но различным вариантам трассы и площадок перекачивающих станций с выбором оптимального варианта;
- изучение геологических запасов нефти и газа, обеспечивающих трубопровод сырьем на длительный срок эксплуатации;
- составление технологической части проекта, включая гидравлические и тепловые расчеты;
- выбор наивыгоднейших параметров трубопровода (диаметр трубопровода, число и мощность перекачивающих станций и т. п.);
- рассмотрение вопросов жилищного строительства, снабжения станций водой, энергией, топливом, решение вопросов канализации, согласование этих решений со снабжающими организациями и местными управляющими органами;
- разработка плана строительства и календарных сроков готовности отдельных основных объектов, расчет объема основных строительных и монтажных работ по всему строительству, выбор и описание способов ведения работ, разработка строительного генерального плана с указанием способов ведения работ, сооружений (подсобных предприятий, складов строительных материалов, временных дорог и др.);
- составление калькуляций себестоимости транспорта продукта по трубопроводу;

- определение стоимости всех объектов и всего строительства, для чего составляют сметно-финансовые расчеты на отдельные объекты и сводную смету.

Технический проект состоит из следующих частей и разделов:

Часть I. Техничко-экономическая.

Часть II. Технологическая.

Раздел 1. Выбор диаметра магистрального трубопровода, расстановка и режим работы насосных и компрессорных станций.

Раздел 2. Оборудование насосных и компрессорных станций, резервуары, механические мастерские.

Раздел 3. Автоматика и телемеханика.

Раздел 4. Электроснабжение (внешнее и на площадках).

Часть III. Строительно-монтажная.

Раздел 1. Линейные сооружения.

Раздел 2. Электрическая защита трубопровода от коррозии.

Раздел 3. Связь.

Раздел 4. Генеральные планы площадок, здания и сооружений.

Раздел 5. Водоснабжение и канализация.

Раздел 6. Теплоснабжение и вентиляция.

Часть IV. Организация строительства.

Часть V. Сметная документация.

Раздел 1. Сводная смета.

Раздел 2. Сметно-финансовые расчеты и сметы.

Часть VI. Изыскания.

Раздел I. Трасса магистрального трубопровода.

Раздел 2. Площадки насосных и компрессорных станций.

Входящая в состав технического проекта **сводная смета** состоит из следующих глав.

Глава I. Подготовка территории строительства.

1. Отвод земель под трубопровод и перекачивающие станции (снос строений, расходы на переселение, на возмещение затрат по порче посевов и др.).

2. Расчистка трассы и площадок (рубка леса и кустарника, корчевка пней, осушка болот и т. д.).

3. Дорожные работы

Глава 2. Объекты производственного назначения.

1. Линейные работы по укладке трубопровода (земляные работы, приобретение труб и фитингов и их доставка с завода на трассу, сварка трубопровода, противокоррозионная изоляция, укладка труб в траншею, опрессовка, засыпка трубопровода).

2. Искусственные сооружения (переходы через реки и болота, пересечение железнодорожных путей, автомобильных и шоссейных дорог, мосты и эстакады).

3. Насосные и компрессорные станции (здания, приобретение перекачивающих агрегатов, их доставка в монтаж, резервуары, пылеуловители, внутристанционные трубопроводные коммуникации).

Глава 3. Объекты подсобного производственного и обслуживающего

назначения (контора, мастерские, пожарное депо, лаборатории).

Глава 4. Объекты энергетического хозяйства (электрогенераторы, трансформаторные подстанции, котельные, градирни, теплообменники и т. д.).

Глава 5. Объекты транспортного хозяйства и связи (гаражи, телефонная связь).

Глава 6. Водопровод, канализация, очистные сооружения, теплофикация, газификация.

Глава 7. Благоустройство площадок перекачивающих станций.

Глава 8. Временные здания и сооружения.

Глава 9. Прочие работы и затраты.

Глава 10. Содержание дирекции строящегося предприятия, включая технический надзор.

Глава 11. Расходы на подготовку эксплуатационных кадров.

Глава 12. Проектно-изыскательские работы.

В конце сметы указываются суммы, резервируемые на непредвиденные работы и затраты — 10 % от сметной стоимости строительства при двухстадийном проектировании (при одностадийном — 5 %).

Рабочие чертежи составляют в строгом соответствии с утвержденным техническим проектом. В них уточняются и детализируются принятые в техническом проекте решения в такой степени, чтобы по этим чертежам можно было выполнять соответствующие строительные и монтажные работы. Иногда допускаются незначительные отступления от проекта, направленные на улучшение отдельных его решений (замена устаревшего оборудования новым, использование более эффективных методов работы и т.д.).

Трубопроводы малой протяженности и пропускной способности проектируют без предварительного ТЭО, а в некоторых случаях в одну стадию — технорабочий проект.

Технорабочий проект включает следующие части.

1. **Общая пояснительная записка** с кратким изложением содержания проекта и результатов сопоставления вариантов, на основе которых приняты проектные решения, характеристики комплекса проектируемых сооружений с освещением всех вопросов, технологических параметров трубопровода, строительства его и эксплуатации, а также - данных о проведенных согласованиях и указанием о соответствии проекта действующим нормам и правилам.

2. **Технико-экономическая часть**, включающая обоснования основных технико-экономических показателей и расчеты эффективности использованных в проекте новейших достижений науки и техники.

3. **Генеральный план**, транспорт и восстановление (рекультивация) нарушенных земель.

А. Линейная часть магистрального трубопровода, включающая схемы и чертежи участков (укрупненные планы и профили) трассы и крупных переходов через водные преграды.

Б. Линейные сооружения, входящие в состав магистрального трубопровода, — линии и сооружения эксплуатационной связи, система электрохимической

защиты трубопровода, прочие сооружения и вдоль трассовые дороги;

В. Наземные сооружения магистрального трубопровода.

4. **Технология транспорта продукта** (газа, нефти и др.), обеспечение энергоресурсами и защита окружающей среды, определяющие характеристику и специфику технологического оборудования и производственных процессов (технология производства, автоматизация технологических процессов, электроснабжение и электрооборудование, энергетические установки, тепловые сети, мероприятия по охране окружающей среды).

5. **Организация труда и системы** управления магистральным трубопроводом как промышленно-транспортным предприятием (организация труда, система управления предприятием, связь и сигнализация).

6. **Строительная часть:**

А. Линейная часть магистрального трубопровода;

Б. Линейные сооружения;

В. Наземные сооружения.

7. **Организация строительства.** Объем и содержание этой части проекта устанавливают в соответствии с действующей инструкцией по разработке проектов организации строительства и проведения работ.

А. Линейная часть магистрального трубопровода и линейные сооружения. Проект организации строительства.

Б. Наземные сооружения — НС (насосная станция) и КС (компрессорная станция). Проект организации строительства.

8. **Организация подготовки** к освоению проектной пропускной способности и ее освоение в нормативные сроки.

9. **Сметная часть**, включающая свободную смету на строительство и сводку затрат, а также сметы на строительство объектов (объектные сметы) и выполнение видов работ и другую сметную документацию.

10. **Жилищно-гражданское** строительство.

11. **Паспорт проекта.**

При разработке проектной документации строительства магистральных трубопроводов в обязательном порядке должны быть использованы действующие нормы продолжительности строительства (таблица 1).

Таблица 3

Нормы продолжительности строительства магистральных трубопроводов, мес

Диаметр трубопровода, мм	Протяженность трубопровода, км				
	100	200	360	500	1000
500	7(1)	9(1)	10(1)	15(2)	22(2)
800	8(1)	10(1)	11(1)	16(2)	24(3)
1000	9(1)	11(1)	12(1)	18(2)	28(3)
1200	10(1,5)	13(2)	15(2)	20(3)	30(4)
1400	14(2)	18(3)	20(3)	26(4)	36(5)

Примечание. Цифры в скобках - продолжительность подготовительного периода (в том числе)

ЛЕКЦИЯ №4. ИЗЫСКАНИЯ ТРАССЫ И ПЛОЩАДОК ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Изыскания выполняются на стадии технического проекта. При изысканиях собирают и уточняют исходные данные, необходимые для проектирования трубопровода, проводят согласования по различным вопросам строительства с местными и центральными организациями.

Изыскания по выбору трассы трубопровода. Топографо-геодезические изыскания

Между указанными в задании на проектирование начальным и конечным пунктами можно проложить трубопровод по многим трассам, причем самой короткой будет трасса, получаемая соединением начала и конца трубопровода прямой линией. Эту линию, называемую геодезической линией, можно получить при пересечении земного сфероида плоскостью, проходящей через начальный и конечный пункты и центр Земли. Однако прокладка трубопровода по такой кратчайшей трассе не всегда осуществима, и во многих случаях этот вариант не является наиболее выгодным. **Трубопровод нельзя прокладывать** через населенные пункты, причем нормами проектирования оговаривается, что расстояние между крайними строениями населенного пункта и нефтепроводом должно быть не менее 75—350 м в зависимости от класса трубопровода; это часто заставляет отступать от воздушной прямой. Трубопровод нецелесообразно прокладывать по болотам, вдоль русел рек, через озера, если их можно обойти при небольшом удлинении трассы. Переходы крупных судоходных рек, исходя из технических соображений, или из условий согласования с заинтересованными организациями, целесообразно осуществлять в определенных местах (например, обойти водохранилище), что также вызывает отклонение от геодезической линии. Необходимость обхода заповедников и площадей горных разработок, приближения трассы к пунктам сброса или подкачки продукта, указанным в задании на проектирование, все это вынуждает удлинять трассу по сравнению с геодезической линией.

Предварительные изыскания по выбору трассы производятся в основном в камеральных условиях по картографическим материалам, а также по литературным, фондовым и справочным источникам. При этом для камерального трассирования можно использовать топографические карты мелких (1:1000000 - 1:200 000), средних (1:100 000 – 1:50 000) и крупных (1:25 000 - 1:5000) масштабов.

Для изучения природных условий района предполагаемого строительства, что также важно для правильного выбора трассы, рекомендуется ознакомиться с **геологическими, гидрогеологическими, почвенными, климатическими и гидрологическими картами**. В случае, когда проектируемый трубопровод располагается в горных и сейсмически опасных районах, а также в пределах тектонически сложных областей, необходимо изучить **тектонические карты**. При трассировании трубопроводов в районах с сейсмичностью более 6 баллов следует изучить специальные карты микросейсмического районирования, которые позволяют выбрать варианты трассы, наименее опасные в

сейсмическом отношении. Такие карты составлены почти для всех населенных районов с сейсмичностью более 6 баллов. Весьма полезными могут оказаться инженерно-геологические карты, составленные при изысканиях к проектам строительства крупных линейных сооружений (железные дороги, линии высоковольтных электропередач, магистральные каналы и т. п.), если возможно строительство трубопровода параллельно этим сооружениям. Обычно это крупномасштабные карты,

Обычно это крупномасштабные карты, содержащие в достаточном объеме информацию, необходимую для выбора оптимального варианта трассы.

Для оценки ресурсов местных строительных материалов, которые могут быть использованы на строительстве трубопровода, и согласования направления трассы на территории с эксплуатируемыми или разведанными месторождениями пластовых полезных ископаемых целесообразно пользоваться специальными картами полезных ископаемых.

Большую пользу на стадии предварительных изысканий может оказать **аэрофотосъемка (рисунок 1.1)**. Особенно важна аэрофотосъемка при изыскании трасс в труднодоступной местности и в застроенных районах, где карты быстро устаревают и становятся малопригодными для трассирования при решении таких вопросов, как обход застроенных зон, выбор разрывов между трубопроводом и железными и шоссейными дорогами, а также между трубопроводом и мостами.

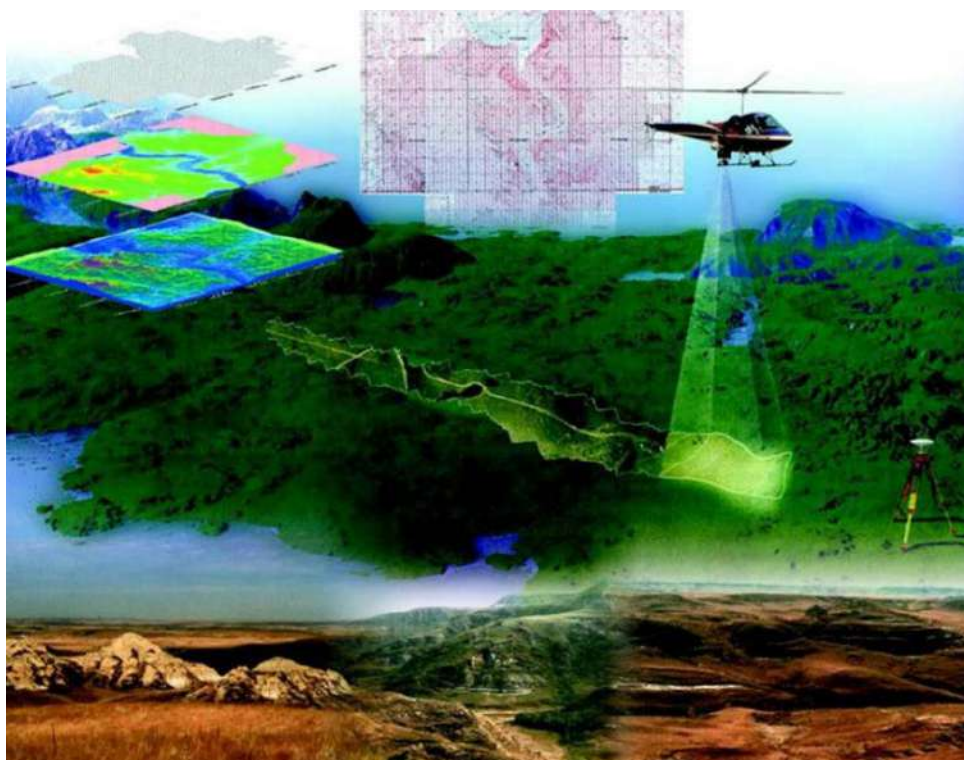


Рисунок 1.1 - Аэрофотосъемка

Аэрофотосъемка позволяет более точно и правильно намечать обходы трассой населенных пунктов, озер, болот и других естественных и искусственных препятствий. Наиболее удобным временем для аэрофотосъемки

считают позднюю осень или раннюю весну, когда земля не покрыта снегом, на растениях нет листвы и влажность грунта максимальна. В это время достигается наиболее четкое отображение земной поверхности на фотоснимках. Ширина полосы фотографирования выбирается такой, чтобы можно было вносить коррективы в ранее намеченное направление трассы, производить проектирование в этой полосе притрассовых дорог, линий связи, перекачивающих станций, вторых ниток трубопровода и т. д.

По имеющейся карте можно наметить несколько вариантов трассы между начальными и конечными пунктами (с учетом при необходимости заданных промежуточных пунктов). Во многих случаях число возможных вариантов весьма велико, и для выбора оптимального варианта должна быть разработана надежная методика и установлены критерии оптимальности. Наиболее признанными критериями оптимальности являются экономические:

- **приведенные затраты;**
- **капитальные вложения;**
- **эксплуатационные расходы.**

В некоторых случаях в качестве критериев оптимальности можно принять:

- **металловложения;**
- **надежность работы трубопровода;**
- **время строительства и вероятность его завершения в заданный срок.**

Как правило, желательно бывает в какой-то степени удовлетворить нескольким критериям. В этом случае критерии оптимальности следует расположить в порядке убывания «важности», определяемом в каждом конкретном случае в соответствии с требованиями, предъявляемыми заказчиком. Из всех сравниваемых трасс предпочтение отдают той, у которой наилучший первый по «важности» показатель. Если значения первого показателя у двух трасс или более одинаковы, то выбирается тот вариант, у которого лучше второй показатель по «важности». Если и по этому показателю варианты равноценны, то сравнивают по третьему показателю, и т. д.

Пусть заданы начальная A и конечная B точки магистрального трубопровода (рисунок 1.2).

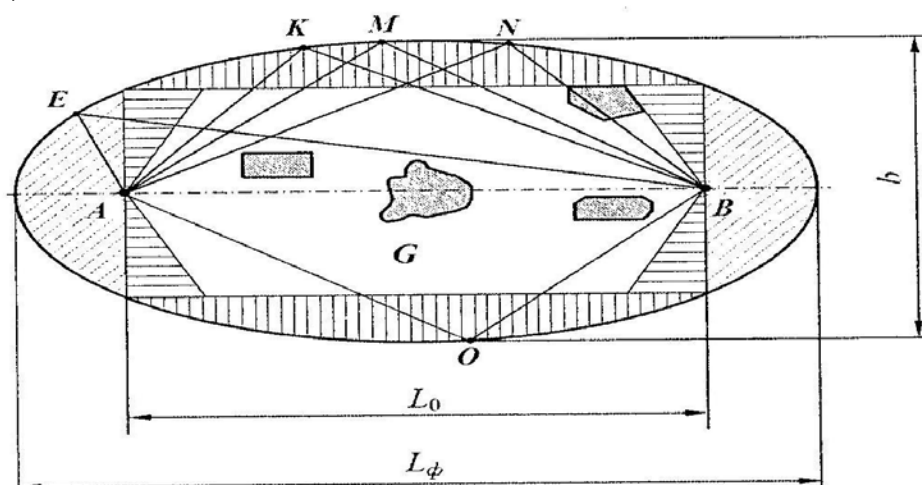


Рисунок 1.2 – Область поиска трассы трубопровода

На первый взгляд, наилучшей трассой для него является прямая, проведенная между данными точками, поскольку металлозатраты при этом минимальны. Однако может оказаться, что именно на этом направлении сосредоточено большое количество естественных и искусственных препятствий, преодоление которых потребует значительных затрат. Необходимо выбрать такую трассу трубопровода, при которой общие затраты на его строительство будут наименьшими.

Перед поиском оптимальной трассы целесообразно ограничить область ее поиска, чтобы уменьшить объем исходной информации. Но при этом область поиска должна быть такой, чтобы в ней обязательно находилась лучшая трасса, а за ее пределами любая трасса была заведомо худшей.

Весь предшествующий опыт строительства трубопроводов показывает, что действительная длина магистрали, как правило, больше длины прямой, соединяющей начальную и конечную точки трассы. Это объясняется тем, что на пути трубопровода встречаются различные препятствия, которые при возможности целесообразно обойти.

Обозначим расстояние между начальным и конечным пунктами по геодезической прямой через L_0 , а длину реальной трассы через L_ϕ .

Коэффициент пропорциональности между ними

$$K_p = L_\phi / L_0$$

K_p коэффициент развития трассы.

По статистическим данным его величина равна:

- для равнинной местности 1,05;
- для среднeperесеченной болотистой местности 1,03... 1,24;
- для сильнопересеченной местности с большим числом естественных и искусственных препятствий 1,16... 1,4.

Недостатком метода выбора величины K_p по аналогии является то, что абсолютно одинаковых условий прокладки трубопроводов не бывает.

Для поиска оптимальной трассы трубопровода на ЭВМ необходимо представить все многообразие условий местности в виде цифровой модели. Для этого на карту местности наносится сетка: прямоугольная без диагоналей, прямоугольная с диагоналями или произвольная (рисунок 1.3).

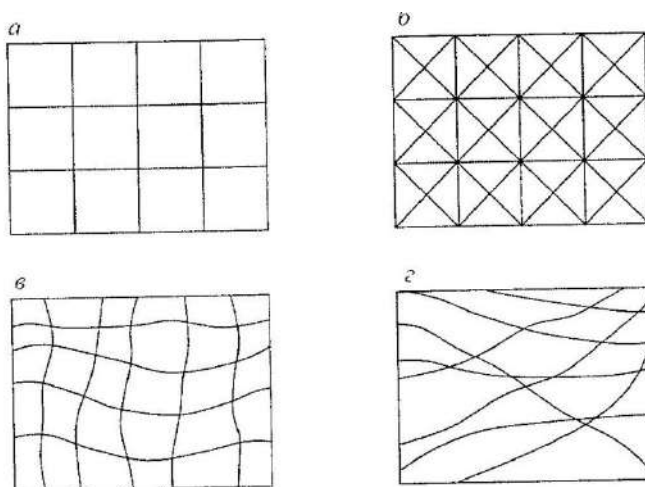
Задача состоит в том, чтобы на сетке между начальным и конечным пунктами трассы найти допустимый путь, являющийся оптимальным. Обычно критерий оптимальности—монотонная функция пути. Кроме того, многие критерии оптимальности аддитивны, т. е. в процессе движения по дугам от начала к концу трассы при продвижении на одну дугу показатель критерия оптимальности для этой дуги добавляется к ранее полученному суммарному показателю оптимальности для трассы, пройденной по этой дуге. К таким критериям относятся, например, капитальные и приведенные затраты, время строительства для участка, на котором ведет работы одна колонна, или для всего трубопровода при последовательном строительстве, т. е. при строительстве от участка к участку. Примером неаддитивного критерия является вероятность завершения

строительства в заданный срок. Если сроки строительства ограничены, то не имеет смысла рисковать, осуществляя строительство вдоль дуг, где вследствие различных препятствий весьма вероятны большие отклонения истинных сроков строительства от ожидаемых. Тогда выражение для критерия оптимальности можно получить следующим образом. Пусть t_0 - срок, за который надо завершить строительство, а T - время строительства. Должно быть выполнено условие:

$$T \leq t_0$$

Обозначим T_i – случайное время проведения работ на i -ном участке, образующем трассу, тогда полное время строительства будет:

$$T = \sum_{n=1}^{i=n} T_i.$$



а- прямоугольная без диагоналей; б- прямоугольная с диагоналями;
в, г - произвольные

Рисунок 1.3 - Сетки, используемые при выборе трасс трубопроводов:

Точку, в которой сходятся более двух линейных элементов сетки, называют узлом, а линию между двумя смежными узлами — дугой. Чтобы зафиксировать элементы сетки друг относительно друга все дуги и узлы нумеруют (рисунок 1.4), после чего определяют координаты узлов сетки на местности. Эта операция позволяет увязать произвольно нанесенную сетку с картой.

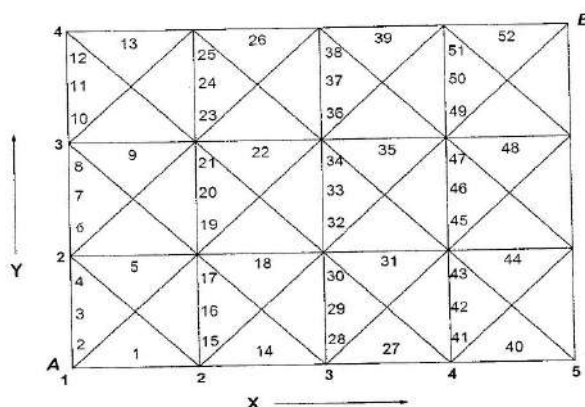


Рисунок 1.4 – Пример нумерации

Далее начинается самая кропотливая работа: вдоль каждой дуги определяется протяженность участков местности различных категорий. Всего по условиям и стоимости строительства выделено 79 категорий, например: 1-я - грунт песчаный без леса с низким стоянием грунтовых вод, 12-я - грунт плавунный, 32-я - переход через автомобильные и железные дороги, 35-я - орошаемые земли и т. д. Пример обработки карты местности показан на рисунке 1.5. Верхняя цифра обозначает категорию местности, а нижняя — протяженность участка данной категории в километрах.

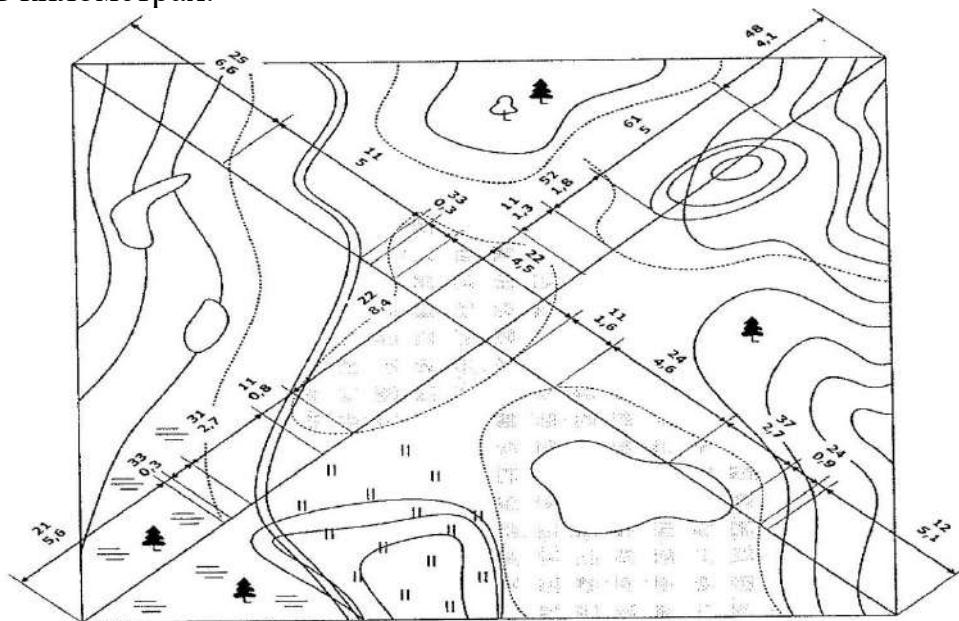


Рисунок 1.5 - Пример определения длин участков различной категории вдоль дуг. Верхние цифры- номер категории участка, нижние- длина участка данной категории в км

Геологические, гидрогеологические и геофизические изыскания

Для выявления грунтовых условий, в которых будет находиться во время эксплуатации трубопровод, а также для организации земляных работ надо знать, какие грунты находятся на трассе, границы их залегания, характеристики и класс по трудности разработки. Для получения таких данных проходят разведочные выработки (скважины или шурфы) на глубину 2,5—6 м. **Число выработок на 1 км трассы принимается от 1 до 4** в зависимости от характера местности и грунтов.

В ходе **гидрогеологических изысканий** определяются уровень грунтовых вод по трассе и его изменение в течение года (по данным метеостанций), а также уровень паводковых вод.

Основная **задача геофизических работ** на трассе — определение удельного сопротивления, а следовательно, и коррозионной активности грунтов для проектирования мероприятий по защите трубопровода от коррозии.

Сбор климатологических и гидрометрических данных

Климатологические данные необходимы как для проектирования сооружений трубопровода, так и для составления проекта организации работ.

Для гидравлического расчета трубопровода надо знать температуры грунтов на глубине укладки трубопровода в различные времена года. Толщина снежного покрова влияет на тепловой режим, а следовательно, на гидравлический режим в трубопроводе. От глубины промерзания грунтов зависит глубина заложения фундаментов зданий. Сроки проведения различных работ, подбор строительных машин и материалов во многих случаях также зависят от климатических условий. Многолетние климатологические данные можно получить у метеорологических станций, находящихся в районах прохождения трассы.

По всем водным преградам, пересекаемым трассой трубопровода, должны быть собраны гидрологические и гидрометрические данные, а на переходах через крупные и иногда через средние реки выполняются специальные гидрогеологические работы во время изысканий на трассе. В результате должны быть получены следующие материалы: **данные о горизонте воды на день съемки, а также данные о меженном горизонте и горизонте паводковых вод; графики колебаний горизонтов воды за многолетний период; характеристика ледового режима, а также сроки ледохода и ледостава; данные о скоростях течения по периодам года; качественная характеристика воды.**

Изыскания по энергоснабжению перекачивающих станций. Перекачивающие станции магистральных трубопроводов являются крупными потребителями энергии. Установленная мощность станции может достигать десятков тысяч киловатт. Поэтому вопросы энергообеспечения трубопроводов являются одними из важнейших и самых сложных. В ходе изысканий должны быть изучены все возможности удешевления энергоснабжения, так как расход электроэнергии является самой большой статьей эксплуатационных расходов. Вопрос энергоснабжения компрессорных станций, расположенных вдали от промышленно развитых районов, решается установкой двигателей внутреннего сгорания (поршневых и турбин), работающих на перекачиваемом газе, хотя при этом недостаточно эффективно используется энергия газа. Привод насосов на станциях нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в большинстве случаев осуществляется от электродвигателей. В процессе изысканий следует выявить возможность получения электроэнергии от электростанций или трансформаторных подстанций, определить длину линий электропередачи, параметры тока (напряжение, частоту), стоимость электроэнергии близлежащей энергосистемы и т. д. Изысканиями должна быть также определена возможность получения энергии для нужд строительства на площадках перекачивающих станций.

Изыскания по водоснабжению и канализации. Для водоснабжения могут быть использованы коммунальные и промышленные водопроводы, естественные и искусственные водоемы, грунтовые и подземные воды. В зависимости от качества воды одни источники могут быть пригодны только для обеспечения водой технических нужд станций, а другие источники—для технических и питьевых нужд.

Обследование дорожной сети. Обследуют все дороги, которые могут быть использованы при строительстве для перевозки материалов и оборудования и во

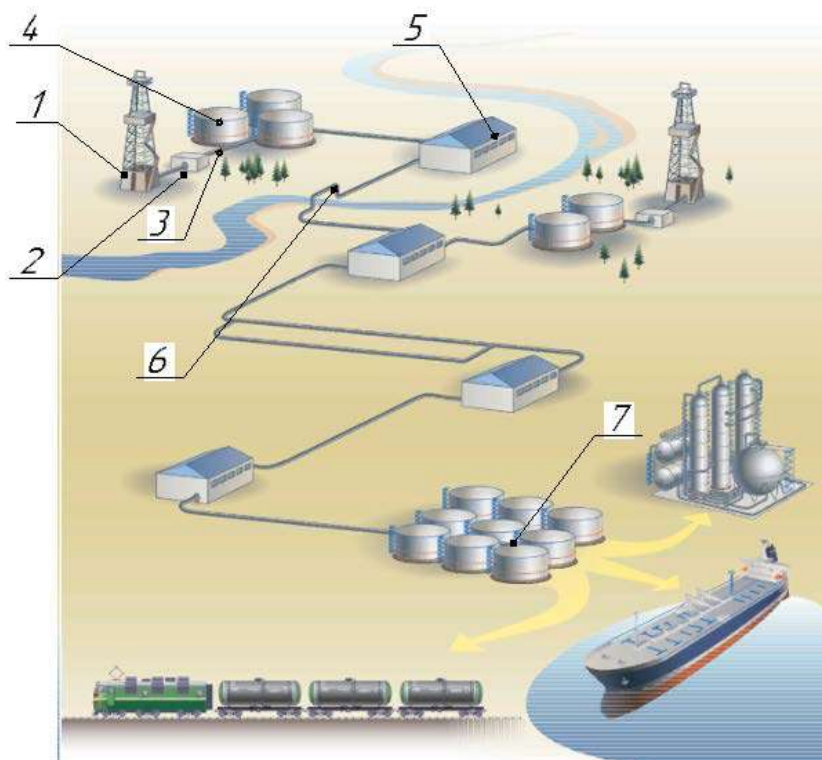
время эксплуатации. Должны быть выявлены назначение и класс дороги, типы покрытий, ширина проезжей части, состояние мостов и их несущая способность, возможность использования дорог по временам года, планы строительства новых дорог и ремонт существующих.

Изыскания по организации работ. В ходе этих изысканий надо выявить местные ресурсы строительных материалов для строительства дорог, линейной части и перекачивающих станций трубопроводов.

Лекция 5. Состав сооружений магистральных нефтепроводов и газопроводов.

В состав магистральных нефтепроводов входят: линейные сооружения, головные и промежуточные перекачивающие насосные станции и конечный пункт (наливные станции и морские терминалы, перерабатывающие заводы) (рисунок 1).

Состав магистрального нефтепровода несколько отличается от состава магистрального газопровода. Нефть из скважин по индивидуальным нефтепроводам поступает на нефтесборные пункты, а оттуда по нефтесборным трубопроводам на головные сооружения - установку комплексной подготовки нефти (УКПН). на которых она отстаивается, обезвоживается, отделяется от нефтяного газа и т. д. Отсюда нефть подается на головную насосную станцию (ГНС) (рисунок 1.1), а затем в магистральный нефтепровод. Промежуточными насосными станциями (ПНС) нефть перекачивается до конечной насосной станции (КНС), а затем потребителю. Перекачиваемую нефть замеряют на УКПН и насосных станциях (НС).



1 - промысел; 2 - нефтесборный пункт; 3 - подводящие трубопроводы; 4 - головные сооружения (резервуары); 5 - головные сооружения (насосная, электростанция и др.); 6 - наземный переход через овраг (ручей); 7 - конечный распределительный пункт

Рисунок 1 – Состав магистрального нефтепровода

Состав магистрального нефтепродуктопровода (например, бензинопровода) в основном аналогичен составу нефтепровода.



Рисунок 1.1 – Головная насосная станция «Жетібай»

Состав линейных сооружений нефтепровода согласно СНиП РК 3.05-01-2010, включает в себя:

- трубопровод (от места выхода с промысла подготовленной к дальнейму транспорту товарной продукции) с ответвлениями и лупингами, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами подключения нефтеперекачивающих, компрессорных, газоизмерительных станций и пунктов редуцирования газа, узлами пуска и приема очистных устройств, конденсатосборниками и устройствами для ввода метанола;
- установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии, линии и сооружения технологической связи, средства телемеханики трубопроводов;
- линии электропередачи, предназначенные для обслуживания трубопроводов и устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками электрохимической защиты трубопроводов;

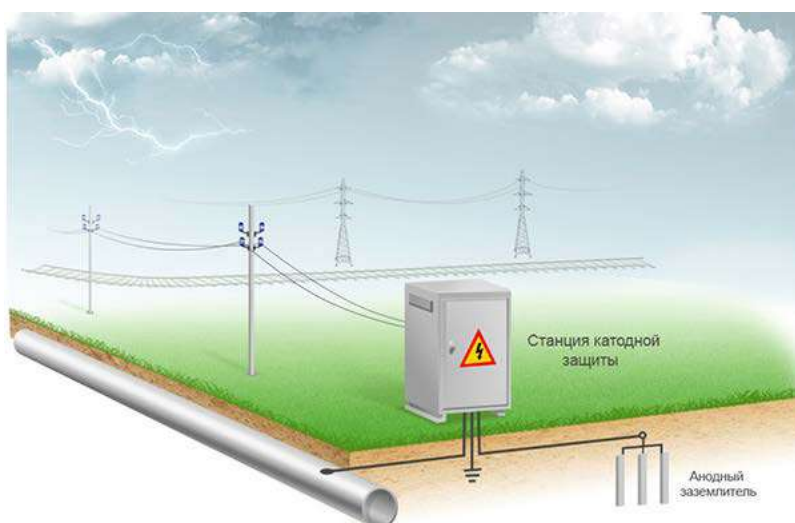


Рисунок 1.2 – УЭЗ и ЛЭП трубопровода

- противопожарные средства, противозэрозийные и защитные сооружения трубопроводов;
- емкости для хранения и разгазирования конденсата, земляные амбары для аварийного выпуска нефти, нефтепродуктов, конденсата и сжиженных углеводородов;
- здания и сооружения линейной службы эксплуатации трубопроводов;
- постоянные дороги и вертолетные площадки, расположенные вдоль трассы трубопровода, и подъезды к ним, опознавательные и сигнальные знаки местонахождения трубопроводов;
- головные и промежуточные перекачивающие и наливные насосные станции, резервуарные парки, компрессорные и газораспределительные станции;
- станции подземного хранения газа;
- пункты подогрева нефти и нефтепродуктов;
- указатели и предупредительные знаки.

На линейной части для переключения и отключения участков трубопровода в процессе эксплуатации и в случае аварии или ремонта устанавливают линейную запорную арматуру (рисунок 1.3а). Размещение запорной арматуры зависит от технологической схемы [трубопровода, сложности трассы, но расстояние между арматурой не должно превышать 30 км (обычно линейные задвижки размещают с интервалом 10...30 км в зависимости от рельефа трассы). Запорная арматура диаметром 400 мм и более устанавливается на фундаментные плиты (рисунок 1.3б).



а



б

а- задвижка; б - плита

Рисунок 1.3 – Арматура нефтепровода

Вдоль трассы проходит линия связи (телефонная, радиорелейная), которая в основном имеет диспетчерское назначение, а также для оперативно-производственной связи и связи линейных обходчиков трубопровода. Ее можно использовать для передачи сигналов телеизмерения и телеуправления. Диспетчерская связь должна действовать круглосуточно и все время находиться в распоряжении диспетчера.

Связь обходчиков - линейно-путевая с избирательным вызовом -

обеспечивает обходчику возможность связываться с любого пункта трассы трубопровода с оператором перекачивающей станции и с диспетчером районного управления.

Располагаемые вдоль трассы станции катодной и электродренажной защиты, а также протекторы защищают трубопровод от наружной коррозии, являясь дополнением к противокоррозионному} изоляционному покрытию трубопровода.

За начальный пункт линейной части магистрального трубопровода принимается выходная задвижка головной перекачивающей станции, а за конечный пункт - входная задвижка сырьевого парка нефтеперерабатывающего завода, нефтебазы или наливной эстакады.

Нефтеперекачивающие станции (НПС) располагаются на нефтепроводах с интервалом 70... 150 км. Перекачивающие (насосные) станции нефтепроводов и нефтепродуктопроводов оборудуются, как правило, центробежными насосами с электроприводом.

В начале нефтепровода находится головная нефтеперекачивающая станция (ГНПС), которая располагается вблизи нефтяного промысла или в конце подводящих трубопроводов, если магистральный нефтепровод обслуживают несколько промыслов или один промысел, разбросанный на большой территории. ГНПС отличается от промежуточных наличием резервуарного парка объемом, равным двух-, трехсуточной пропускной способности нефтепровода (рисунок 1.4).



Рисунок 1.4 – Резервуарный парк

Кроме основных объектов, на каждой насосной станции имеется комплекс вспомогательных сооружений: трансформаторная подстанция, снижающая подаваемое по линии электропередач (ЛЭП) напряжения от 110 или 35 до 6 кВ. котельная, а также системы водоснабжения, канализации. охлаждения и т. д. Если длина нефтепровода превышает 800 км, его разбивают на эксплуатационные участки длиной от 100 до 300 км, в пределах которых возможна независимая работа насосного оборудования. Промежуточные

насосные станции на границах участков должны располагать резервуарным парком объемом, равным от 0,3 до 1,5 суточной пропускной способности трубопровода. Как головная, так и промежуточные насосные станции с резервуарными парками оборудуются подпорными насосами. Аналогично устройство насосных станций магистральных нефтепродуктопроводов.

Тепловые станции устанавливают на трубопроводах, транспортирующих высокозастывающие и высоковязкие нефти и нефтепродукты, иногда их совмещают с насосными станциями. Для подогрева перекачиваемого продукта применяют паровые или огневые подогреватели (печи подогрева). Для снижения тепловых потерь такие трубопроводы могут быть снабжены теплоизоляционным покрытием.

По трассе нефтепровода могут сооружаться наливные пункты для перевалки и налива нефти в железнодорожные (рисунок 1.5а) или автомобильные цистерны (рисунок 1.5б)



а



б

а – железнодорожный пункт налива; б – автомобильный пункт налива.

Рисунок 1.5 – Пункт налива нефтепродуктов

Конечный пункт нефтепровода - это либо сырьевой парк нефтеперерабатывающего завода (рисунок 1.6), либо перевалочная нефтебаза, обычно морская (рисунок 1.7), откуда нефть танкерами перевозится к нефтеперерабатывающим заводам или экспортируется за границу.



Рисунок 1.6 – Сырьевой парк Павлодарского нефтехимического завода



Рисунок 1.7 – Нефтеналивные причалы порта «Актау».

Магистральный нефтепровод входит в состав районного нефтепроводного управления или, в зависимости от протяженности, в состав нескольких районных управлений. Нефтепроводные управления, как правило, имеют службы: диспетчерскую, операторов насосных установок, энергоснабжения, водоснабжения, теплоснабжения, ремонтно-восстановительную, контрольно-измерительных приборов и автоматики, электрической защиты трубопровода от коррозии, связи, эксплуатации переходов трубопроводов через водные преграды, лаборатории и автотранспортный парк.

Состав магистральных газопроводов входят следующие сооружения:

- линейная часть (ЛЧ) с отводами и лупингами, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами пуска и приема очистных устройств и дефектоскопов, узлами сбора и хранения конденсата, устройствами для ввода метанола в газопровод, перемычками;
- компрессорные станции (КС) и узлы их подключения (рисунок 1.8), газораспределительные станции (ГРС), подземные хранилища газа (ПХГ), станции охлаждения газа (СОГ), узлы редуцирования газа (УРГ), газоизмерительные станции (ГИС);



Рисунок 1.8 – Компрессорная станция СКС-1 газопровода Казахстан-Китай

- установки электрохимической защиты (ЭХЗ) газопроводов от коррозии; линии электропередачи, предназначенные для обслуживания газопроводов, устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками ЭХЗ;

- линии и сооружения технологической связи, средства телемеханики, противопожарные средства, противоэрозионные и защитные сооружения, емкости для сбора, хранения и разгазирования газового конденсата;

- здания и сооружения;

- постоянные дороги и вертолетные площадки, расположенные вдоль трассы газопроводов, и подъезды к ним, опознавательные и сигнальные знаки местонахождения газопроводов.

К линейным сооружениям относят: собственно, магистральный трубопровод; линейные запорные устройства; узлы очистки газопровода; переходы через искусственные и естественные препятствия: водо- и конденсатосборники; станции противокоррозионной защиты: дренажные устройства: линии технологической связи: отводы от магистрального газопровода для подачи части транспортируемого газа потребителям и сооружения линейной эксплуатационной службы (ЛЭС). К линейной части магистрального газопровода относятся также лупинги, склады аварийного запаса труб, вертолетные площадки и дома линейных ремонтников-связистов.

Ответвлением (отводом) от магистрального газопровода называется трубопровод, присоединенный непосредственно к магистральному газопроводу и предназначенный для отвода части транспортируемого газа к отдельным населенным пунктам и промышленным предприятиям.

С интервалом 10...30 км в зависимости от рельефа трассы на газопроводе устанавливают линейные краны (рисунок 1.9) для перекрытия участков в случае аварии или ремонта.

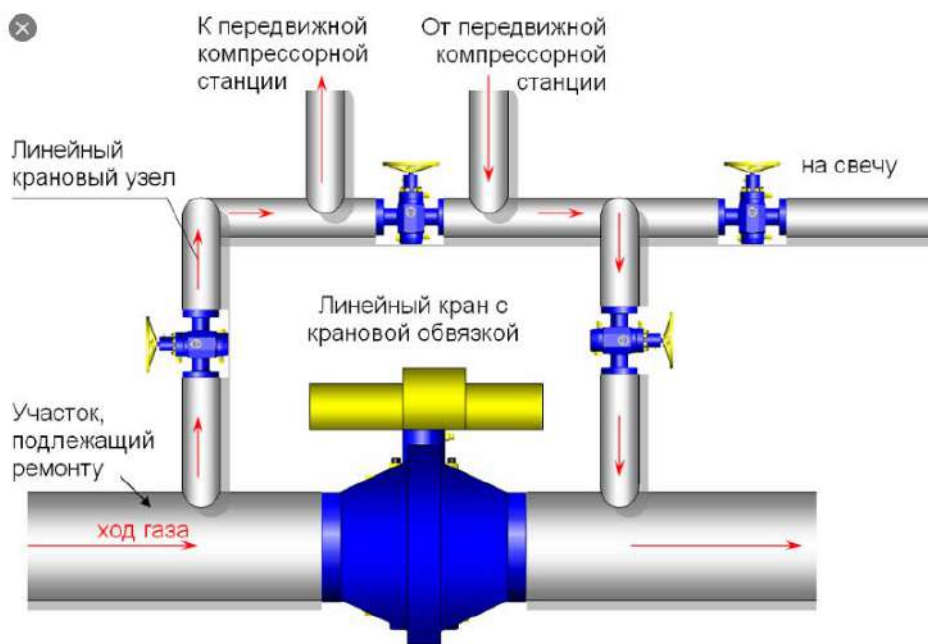


Рисунок 1.9 – Линейный крановый узел

Расстояние между линейными запорными устройствами (кранами) должно быть не более 30 км. При параллельной прокладке газопроводов запорная арматура смещается друг от друга по длине на расстояние не менее 100 м, а в сложных условиях (болото, горы, естественные и искусственные препятствия) - не менее 50 м. Управление линейными кранами следует предусматривать дистанционным из помещения операторной компрессорной станции, а также ручным по месту. Линейную запорную арматуру необходимо оснащать автоматическими механизмами аварийного перекрытия. С обеих сторон линейного крана на газопроводе имеются свечи для выпуска газа в атмосферу при авариях.

При параллельной прокладке двух и более магистральных газопроводов в одном технологическом коридоре предусматривают соединение их перемычками с запорной арматурой. Перемычки следует размещать на расстоянии не менее 40 км и не более 60 км друг от друга у линейных кранов, а также до и после компрессорных станций. В сложных условиях перемычки сооружаются у каждого линейного крана.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рудаченко А.В. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебное пособие / А.В. Рудаченко, Н.В. Чухарева, А.В. Жилин. - Томск: Изд-во ТПУ, 2008. - 238 с.

Лекция 6. Физико-химические характеристики нефти и газа. Нефтегазохранилища.

Нефть – природная маслянистая горючая жидкость со специфическим запахом (рисунок 1), состоящая в основном из сложной смеси углеводородов различной молекулярной массы и некоторых других химических соединений.

Различная комбинация этих веществ обуславливает самые разнообразные свойства нефти, которые обнаруживаются даже невооруженным глазом — нефть бывает почти бесцветная, желтая, зеленоватая, коричневая или даже почти черная. При этом ее вязкость также будет варьироваться в весьма широких пределах [1].



Рисунок 1 – Нефть

Химический состав нефти. Основную часть нефти составляют углеводороды, то есть соединения углерода и водорода, которые делятся на три класса: парафины, нафтены и ароматические углеводороды. Кроме этого в нефти присутствует сера и более редкие примеси, в том числе негорючие, формирующие так называемую зольную составляющую (рисунок 1.1) [1].

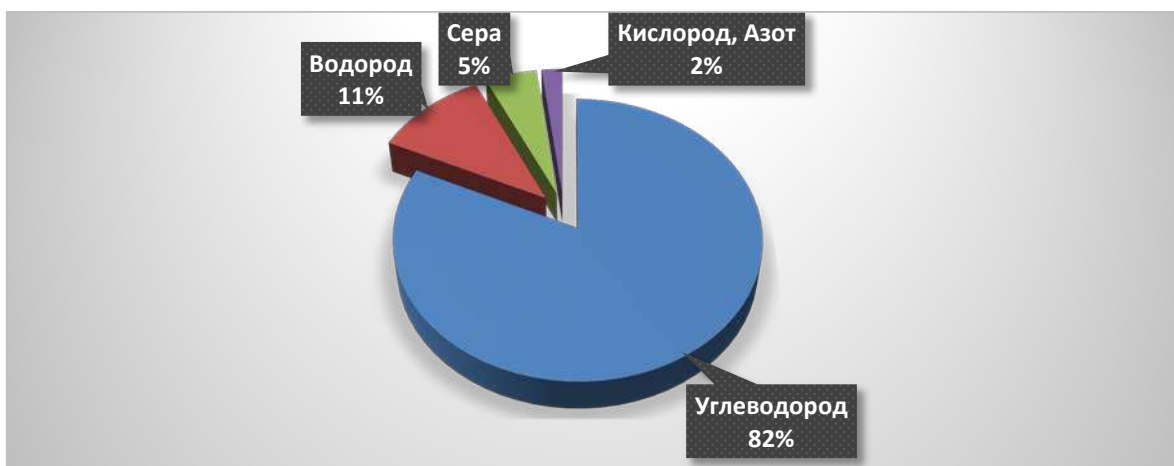


Рисунок 1.1 – Химический состав нефти

Нефть обнаруживается вместе с газообразными углеводородами на глубинах от десятков метров до 5-6 км. Однако на глубинах свыше 4,5-5 км преобладают газовые и газоконденсатные залежи с незначительным количеством лёгких фракций. Максимальное число залежей нефти располагается на глубине 1-3 км

Нефтеобразование - стадийный, длительный процесс образования нефти из органического вещества осадочных пород (остатков древних живых организмов), согласно доминирующей биогенной (органической) теории происхождения нефти. Данный процесс занимает десятки и сотни миллионов лет.

Физические свойства нефти. Нефть - жидкость от светло-коричневого (почти бесцветная) до тёмно-бурого (почти чёрного) цвета (хотя бывают образцы даже изумрудно-зелёной нефти). Средняя молекулярная масса 220-400 г/моль (редко 450-470). Плотность 0,65-1,05 (обычно 0,82-0,95) г/см³; нефть, плотность которой ниже 0,83, называется лёгкой, 0,831-0,860 — средней, выше 0,860-тяжёлой.

Плотность нефти, как и других углеводородов, сильно зависит от температуры и давления. Нефть — легковоспламеняющаяся жидкость; температура вспышки от -35 до +121 °С (зависит от фракционного состава и содержания в ней растворённых газов). Нефть растворима в органических растворителях, в обычных условиях нерастворима в воде, но может образовывать с ней стойкие эмульсии. В технологии для отделения от нефти воды и растворённой в ней соли проводят обезвоживание и обессоливание.

Можно сказать, что нефть — это чрезвычайно разнообразный по своим свойствам продукт. Свойства конкретного образца нефти могут указать не только на регион, где она была добыта, но и на месторождение, а в ряде случаев даже на скважину. Однако для практических целей приходится огрублять ее оценку. Для этого существуют так называемые маркерные, или эталонные, сорта нефти, свойства которых приняты за определенную точку отсчета.

Оборудование нефтеперегонных заводов, трубопроводных коллекторов обычно настраивается под определенный сорт нефти, чтобы добиться наибольшей эффективности ее переработки. Наиболее известными сортами являются Brent, WTI (Light Sweet), Urals, Siberian Light, Dubai Crude. (Подробнее см. «Эталонные сорта нефти») [2].

Природный газ — большое скопление газов, образовавшихся в недрах Земли при анаэробном разложении органических веществ

Природный газ относится к полезным ископаемым. Природный газ в пластовых условиях (условиях залегания в земных недрах) находится в газообразном состоянии — в виде отдельных скоплений (газовые залежи) или в виде газовой шапки нефтегазовых месторождений, либо в растворённом состоянии в нефти или воде. При нормальных условиях (101,325 кПа и 20 °С) природный газ находится только в газообразном состоянии. Также природный газ может находиться в кристаллическом состоянии в виде естественных газогидратов.

Сэр Гемфри Дэви (учёный-химик) ещё в 1813 г. заключил из своих анализов, что рудничный газ есть смесь метана CH₄ с небольшим количеством азота N₂ и

углекислого газа CO_2 — то есть, что он качественно тождественен по составу с газом, выделяющимся из болот (рисунок 1.2).

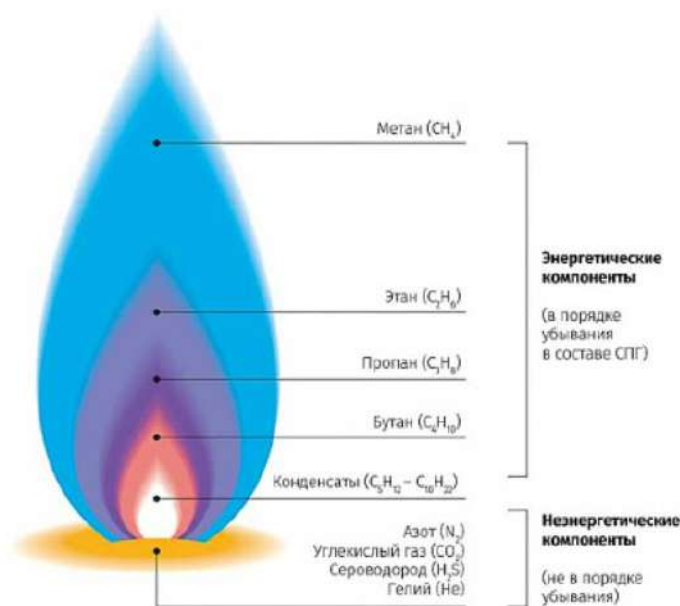


Рисунок 1.2 – Компоненты газа.

Химический состав. Основную часть природного газа составляет метан (CH_4) от 70 до 98 %. В состав природного газа могут входить более тяжёлые углеводороды - гомологи метана [3]:

- этан (C_2H_6),
- пропан (C_3H_8),
- бутан (C_4H_{10}),
- пентан (C_5H_{12}).

Природный газ содержит также другие вещества, не являющиеся углеводородами:

- водород (H_2),
- сероводород (H_2S),
- углекислый газ (CO_2),
- азот (N_2),
- гелий (He) и другие инертные газы.

Чистый природный газ не имеет цвета и запаха. Для облегчения возможности определения утечки газа в него в небольшом количестве добавляют одоранты — вещества, имеющие резкий неприятный запах (гнилой капусты, прелого сена, тухлых яиц).

Природный газ считается более экологичным, по сравнению с углем, так как дает меньший выброс CO_2 на единицу получаемой энергии.

Ориентировочные физические характеристики (зависят от состава; приведены при нормальных условиях, если не указано иное):

плотность:

- от 0,68 до 0,85 кг/м³ (сухой газообразный);
- 400 кг/м³ (жидкий).
- температура самовозгорания: 650 °C;

- температуры конденсации-испарения $-161,5\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- Взрывоопасные концентрации смеси газа с воздухом от 4,4 % до 17 % объёмных;
- удельная теплота сгорания: $28\text{—}46\text{ МДж/м}^3$ ($6,7\text{—}11,0\text{ Мкал/м}^3$)[4] (то есть $8\text{--}12\text{ кВт}\cdot\text{ч/м}^3$);
- октановое число при использовании в двигателях внутреннего сгорания: $120\text{—}130$.

Легче воздуха в 1,8 раза, поэтому при утечке не собирается в низинах, а поднимается вверх.

Природный газ находится в земле на глубине от 1000 м до нескольких километров

С целью транспортировки очищенный от примесей природный газ сжижают, охлаждая его до температуры конденсации $-161,5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Полученную жидкость называют сжиженным природным газом (СПГ). Основное преимущество СПГ — занимаемый объем меньше в 600 раз. Перед поставкой потребителю СПГ возвращают в газообразное состояние на регазификационных терминалах

Компримированный (сжатый) природный газ — природный газ, сжатый на компрессорной станции до давления $200\text{—}245\text{ кг/см}^2$ для использования в качестве топлива в двигателях внутреннего сгорания. Компримирование газа производится на автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях, куда газ поставляется от магистральных трубопроводов. Компримированный природный газ используется на легковых автомобилях, пассажирском и лёгком грузовом транспорте, коммунальной технике.

Согласно СНиП 2.11.03-93 в состав подземных хранилищ входят:

- подземные сооружения, включающие подземные резервуары, вскрывающие и вспомогательные горные выработки, буровые скважины и подземные расслохранилища;
- наземные сооружения, включающие здания и сооружения, внутриплощадочные сети, наземные расслохранилища.

В качестве подземных резервуаров используются горные выработки (выработки-емкости), оборудованные для приема, хранения и выдачи продукта. Наряду со специально сооружаемыми выработками допускается использовать выработки, образовавшиеся при добыче полезного ископаемого, после проведения их специального обследования и обустройства.

При размещении подземного хранилища на границе предприятия по добыче полезного ископаемого следует предусматривать барьерные целики, обеспечивающие прочность и герметичность подземных и наземных сооружений хранилища. Размеры барьерных целиков следует определять расчетом в соответствии с требованиями СНиП 2.01.09.

Здания и наземные сооружения (наземные резервуары и оборудование, железнодорожные и сливноналивные эстакады, причалы и пирсы, расфасовочные и раздаточные пункты, насосные и компрессорные станции, объекты осушки и очистки газа, административно-хозяйственные здания и помещения и др.). инженерные системы (противопожарный водопровод, факелы и свечи, установки пожаротушения, системы обнаружения и тушения пожаров,

канализации, электроснабжения, связи, сигнализации и др.), а также благоустройство территории, хранилищ (дорог, подъездов, проездов и др.) следует проектировать в соответствии с действующими нормативными документами, утвержденными в установленном порядке.

При проектировании мероприятий по противопожарной безопасности и при строительстве объектов необходимо руководствоваться противопожарными требованиями всех действующих норм и правил, относящихся к объекту и утвержденных в установленном порядке.

Запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах, должна автоматически отключать отдельные звенья технологического комплекса в случае утечки продукта или понижения давления в трубопроводах.

Классификация подземных хранилищ

Подземные хранилища подразделяются по виду хранимого топлива на хранилища:

- природного газа и гелия (далее - газа);
- сжиженных углеводородных газов, этана, этилена, нестабильного газового конденсата (далее СУГ);
- нефти, нефтепродуктов, стабильного газового конденсата (далее - нефти и нефтепродуктов). В таблице 1 показаны типы подземных резервуаров и области их применения.

Таблица 1

Области применения подземных резервуаров различного типа

Тип резервуара	Вид хранимого продукта		
	Газ	СУГ	Нефть и нефтепродукты
Бесшахтный в каменной соли	+	+	+
Шахтный в породах с положительной температурой	-	+	+
Шахтный в вечномерзлых породах	-	-	+

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Нефть. <https://ru.wikipedia.org/wiki/Нефть> Электронный ресурс (дата обращения 15.12.2019).
2. Состав нефти и ее классификация. <http://discoverrussia.interfax.ru/wiki/59/> Электронный ресурс (дата обращения 15.12.2019)
3. Справочник по котельным установкам малой производительности / К. Ф. Роддатис, А. Н. Полтарецкий. М.: Энергоатомиздат, 1989. С. 488

ЛЕКЦИЯ 7 ПОДГОТОВКА НЕФТИ К ТРАНСПОРТИРОВКЕ.

Пластовые воды, поступающие из скважин различных месторождений, могут значительно отличаться по составу и концентрации растворенных в них минеральных солей, содержанию газа и наличию микроорганизмов. При извлечении смеси нефти с пластовой водой образуется эмульсия, которую следует рассматривать как механическую смесь двух нерастворимых жидкостей (нефти и воды), одна из которых распределяется в объеме другой в виде капель различных размеров. Наличие воды в нефти приводит к удорожанию транспорта в связи с возрастающими объемами транспортируемой жидкости и увеличением ее вязкости. Присутствие в нефти даже 0,1 % воды приводит к интенсивному ее вспениванию в ректификационных колоннах нефтеперерабатывающих заводов, что нарушает технологические режимы переработки и, кроме того, загрязняет конденсационную аппаратуру.

Легкие фракции нефти (углеводородные газы от этана до пентана) являются пенным сырьем, из которого получают такие продукты, как спирты, синтетический каучук, растворители, жидкие моторные топлива, удобрения, искусственное волокно и другие продукты органического синтеза, широко применяемые в промышленности. Поэтому необходимо стремиться не только к снижению потерь легких фракций из нефти, но и к сохранению всех углеводородов, извлекаемых из нефтеносного горизонта, для последующей их переработки.

Наличие в нефти механических примесей (частиц песка и глины) вызывает абразивный износ трубопроводов, нефтеперекачивающего оборудования, затрудняет переработку нефти, повышает зольность мазутов и гудронов, образует отложения в холодильниках, печах и теплообменниках, что приводит к уменьшению коэффициента теплопередачи и быстрому выходу их из строя.

Механические примеси способствуют образованию трудноразделимых эмульсий. Наличие минеральных солей в виде кристаллов в нефти и раствора в воде вызывает усиленную коррозию металла как нефтеперерабатывающего, так и нефтеперекачивающего оборудования, и трубопроводов, увеличивает устойчивость эмульсий, затрудняет переработку нефти.

При соответствующих условиях часть хлористого магния и хлористого кальция, находящихся в пластовой воде, гидролизуются с образованием соляной кислоты. В результате разложения сернистых соединений при переработке нефти образуется сероводород, который в присутствии воды вызывает усиленную коррозию металла. Хлористый водород, растворенный в воде также разъедает металл. Особенно интенсивно идет коррозия при наличии в воде сероводорода и соляной кислоты.

Прежде всего нефть нужно освободить от механических примесей, если в этом есть необходимость. Далее в общем виде процедура очистки выглядит следующим образом.

Исходная нефтяная жидкость проходит сепарацию, в процессе которой отделяется вода. Вода затем дополнительно очищается от следов нефти и удаляется. Из освобожденной от воды нефти выделяются растворенные в ней

газы, которые дальше обрабатываются отдельно. И затем производится обессоливание нефти рисунок 1.



Рисунок 1. – Очистка нефти

Для проведения сепарации используются специальные устройства, различающиеся принципом действия, например, они могут быть центробежными или гравитационными.

Механическое обезвоживание нефти.

Основная разновидность приемов обезвоживания нефти — гравитационное отстаивание. Применяют два вида режимов отстаивания

- периодический;
- непрерывный, которые соответственно осуществляются в отстойниках периодического и непрерывного действия.

В качестве отстойников периодического действия обычно применяют цилиндрические отстойники — резервуары.

Сырая нефть, подвергаемая обезвоживанию, вводится в резервуар при помощи распределительного трубопровода (маточника). После заполнения резервуара вода осаждается и скапливается в нижней части, а нефть собирается в верхней части резервуара. Отстаивание осуществляется при спокойном (неподвижном) состоянии обрабатываемой нефти. По окончании процесса обезвоживания нефть и вода отбираются из отстойного резервуара. Положительные результаты работы отстойного резервуара достигаются только в случае содержания воды в нефти в свободном состоянии или в состоянии крупнодисперсной нестабилизированной эмульсии.

Различают горизонтальные и вертикальные отстойники непрерывного действия (рисунок 1.2). Горизонтальные отстойники подразделяются на продольные и радиальные. Продольные горизонтальные отстойники в зависимости от формы поперечного сечения могут быть прямоугольные и

круглые. В гравитационных отстойниках непрерывного действия отстаивание осуществляется при непрерывном потоке обрабатываемой жидкости.

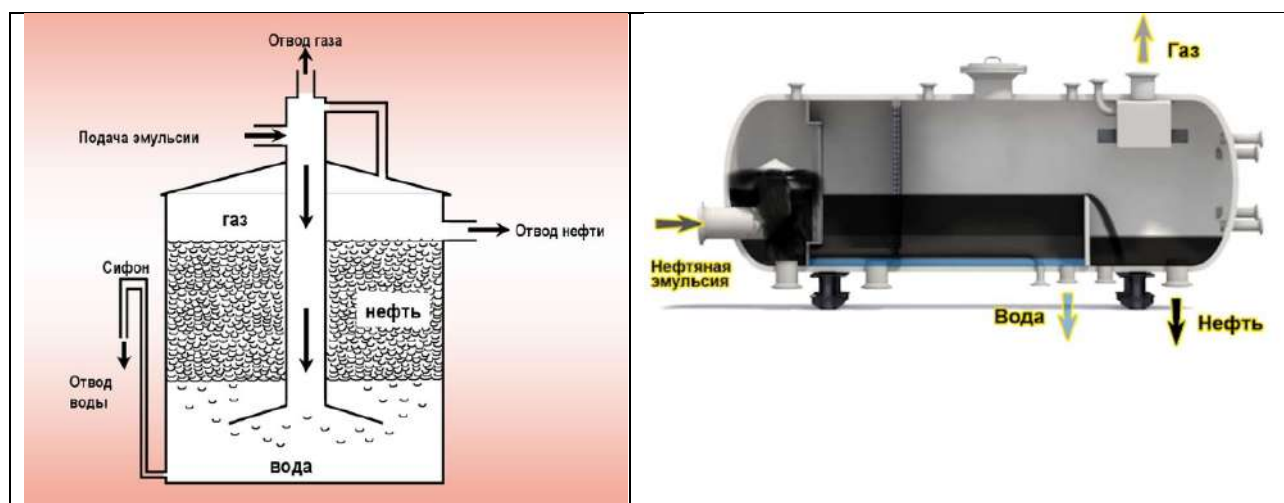


Рисунок 1.2 – вертикальный и горизонтальный отстойник нефти.

Принцип работы вертикального отстойника. Вода со стоков поступает в него через верхнюю часть конструкции и движется вниз по центральной вертикальной трубе к находящемуся там раструбу. Под трубой находится щит, который отражает и меняет траекторию движущейся воды с нисходящей на восходящую. В этот же момент в отстойной части в осадок очень интенсивно выпадают диспергированные частицы. Поток воды, который движется вверх перемещается через кромку для переливания воды и попадает в периферийный лоток, где собирается осветленная и очищенная вода. Осадок с помощью илопровода периодически очищается из отстойной части.

Перегородка, находящаяся перед гребнями, противостоит загрязнению отбросами, которые часто всплывают в первичном отстойнике наверх. После этого загрязнения убирают вручную, используя скребок или совок и выкидывают в колодец, который находится вне конструкции устройства.

Принцип работы горизонтального отстойника. Нефтяная эмульсия входит в цилиндрический корпус через входной штуцер. Далее на нее влияет гравитация и она разделяется на составляющие в процессе преодоления перегородок. Более легкий продукт преодолевает кромку, а вода остается. Она дополнительно отстаивается в отсеках, а механические примеси прилипают к перегородкам.

Вода через штуцер выходит в специальную емкость, а примеси остаются на дне и потом удаляются, газ поднимается и выходит через отверстие. При опускании воды оставшиеся частички зацепляются за перегородку и потом присоединяются к общему потоку нефти. Когда горизонтальный отстойник заполняется, очищенный продукт попадает в отсек, предназначенный для нефти, и выкачивается оттуда выходным штуцером.

Термическое обезвоживание нефти. Одним из основных современных приемов обезвоживания нефти является термическая, или тепловая, обработка, которая заключается в том, что нефть перед отстаиванием нагревают. Вязкость вещества бронирующего слоя на поверхности частицы воды при повышении

температуры уменьшается и прочность оболочки снижается, что облегчает слияние глобул воды. Кроме того, снижение вязкости нефти при нагреве увеличивает скорость оседания частиц при отстаивании. Термическая обработка нефти редко осуществляется только для отстаивания, чаще такая обработка применяется как составной элемент более сложных комплексных методов обезвоживания нефти, например в составе термохимического обезвоживания (в сочетании с химическими реагентами и отстаиванием), в комплексе с электрической обработкой и в некоторых других комбинированных методах обезвоживания.

Нагревание нефти осуществляется в специальных нагревательных установках (рисунок 1.3), которые располагают в технологической линии обезвоживания нефти после отделения (сепарации) из нефти газов, но ранее ввода нефти в отстойник. Температура нагревания устанавливается с учетом особенностей водонефтяных эмульсий и элементов принятой системы обезвоживания.



Рисунок 1.3 – Нагревательная установка

Выбор температуры определяется свойствами сырой нефти: для маловязких легких во избежание кипения самой нефти применяют более низкие температуры, а для тяжелых углеводородов - более высокие. Оптимальной температурой обессоливания следует считать **от 100 до 120 °С**. Температуры от 120 °С до 140 °С - для тяжелых, вязких углеводородов.

Химическое обезвоживание нефти. В нефтяной промышленности весьма широко применяют химические методы обезвоживания нефти, основанные на разрушении эмульсий при помощи химических реагентов. Эффективность химического обезвоживания нефти в значительной степени зависит от типа применяемого реагента. Выбор эффективного реагента, в свою очередь, зависит от вида водонефтяной эмульсии и свойств нефти, подвергаемой обезвоживанию. Выбор реагентов-деэмульгаторов в каждом конкретном случае производится на основе специальных лабораторных и промысловых исследований

Фильтрация. Для деэмульсации нестойких эмульсий применяют метод фильтрации, основанный на явлении селективной смачиваемости веществ

различными жидкостями. Материалом фильтрующего слоя могут служить обезвоженный песок, гравий, битое стекло, стекловата, древесная стружка из осины, клена, тополя и других несмолистых пород древесины, а также металлическая стружка. Особенно часто применяют стекловату, которая хорошо смачивается водой и не смачивается нефтью. Фильтры из стекловаты долговечны. Фильтрующие вещества должны обладать следующими основными свойствами: хорошо смачиваться водой, благодаря чему глобулы воды прилипают к поверхности фильтрующего вещества, коагулируют и стекают вниз; иметь высокую прочность, которая обеспечивает длительную работу фильтра; иметь противоположный, чем у глобул, электрический заряд. Тогда при прохождении глобулами воды фильтра электрический заряд с поверхности капли снимается, чем снижаются отталкивающие силы между ними. Капли укрупняются и стекают вниз, а нефть свободно проходит через фильтр.

Теплохимическое деэмульгирование. Теплохимические процессы снижают прочность бронирующих оболочек или полностью их разрушают, что ускоряет и удешевляет разделение нефтяной эмульсии. В настоящее время более 80 % всей обводненной нефти проходит обработку на теплохимических установках. Такое широкое применение этот метод получил благодаря возможности обрабатывать нефти с различным содержанием воды без замены оборудования и аппаратуры, простоте установки, возможности менять деэмульгатор в зависимости от свойств поступающей эмульсии без замены оборудования. Однако теплохимический метод имеет ряд недостатков, например большие затраты на деэмульгаторы и повышенный расход тепла. На практике обессоливание и обезвоживание ведутся при температуре 50—100 °С.

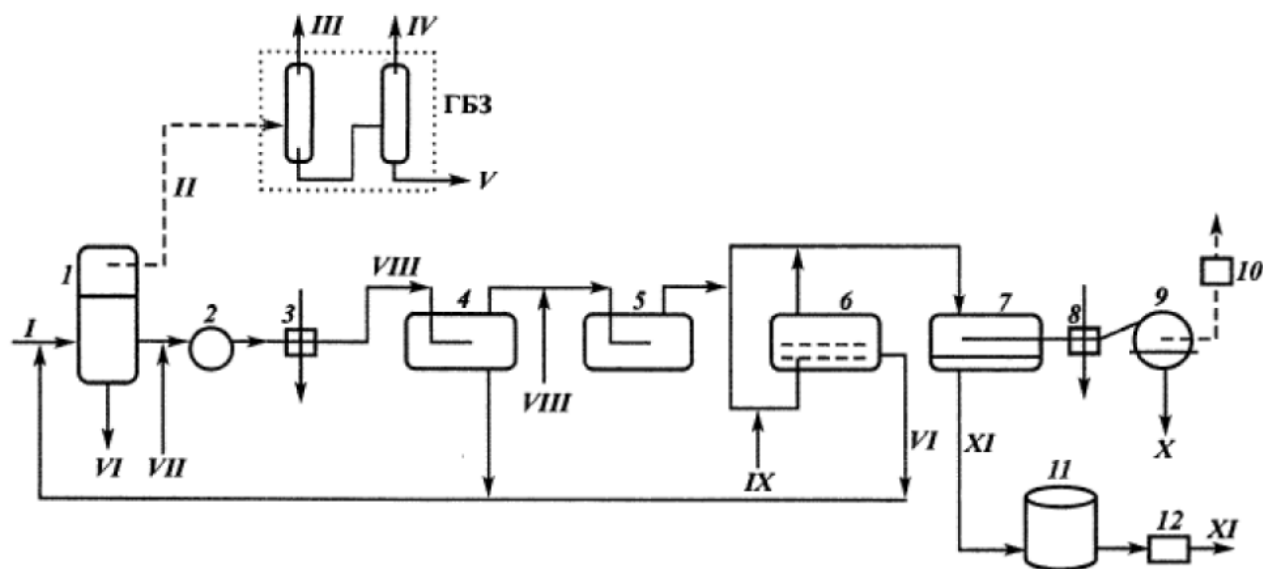
Обессоливание нефти (рисунок 1.4). - процесс удаления из продукции нефтяных скважин минеральных (в основном хлористых) солей. Последние содержатся в растворённом состоянии в пластовой воде, входящей в состав водонефтяной эмульсии (обводнённая продукция скважин), реже в самой нефти - незначительное количество солей в кристаллическом состоянии.



Рисунок 1.4 – Электрическое обезвоживание и обессоливание

Возможность применения электрического способа в сочетании с другими способами (термическим, химическим) можно отнести к одному из основных его достоинств. Правильно выбранные режимы электрической обработки практически позволяют успешно провести обезвоживание и обессоливание любых эмульсий.

Стабилизация нефти — отделение легких фракций (пропан-бутанов и части бензиновых) для снижения потерь при транспортировке по магистральным трубопроводам и хранении в резервуарах. Стабилизация нефти осуществляется методами горячей сепарации или ректификации (рисунок 1.5).



1-КССУ; 2-сырьевой насос; 3-пароподогреватель; 4, 5 - отстойники; 6-электродегидратор; 7-вакуумный сепаратор; 8-холодильник; 9 - гидроциклонный сепаратор; 10 - вакуумный компрессор; 11 - резервуар товарной нефти; 12 - установка учета нефти; I-нефть с пластовой водой и остатками газа; II - газ на гаробензиновый завод; III - сухой газ; IV- сжиженный газ; V- газовый бензин; VI - вода и механические примеси на нефтеловушку; VII - деэмульгатор; VIII - горячая, частично обезвоженная вода; IX - пресная, обескислороженная вода; X - газовый конденсат на ГБЗ; XI - товарная нефть

Рисунок 1.5 – Стабилизация нефти

Нефть из скважины после групповых замерных установок подается по коллектору в концевую совмещенную сепарационную установку (КССУ) 1, в которую поступает горячая вода из отстойника 4, содержащая отработанный деэмульгатор. Под действием тепла пластовой воды и остатков деэмульгатора в КССУ происходит частичное разделение эмульсии на нефть, воду и газ. Отделившаяся вода подается в нефтеловушки, а выделившийся газ поступает на газобензиновый завод (ГБЗ). Нефть из КССУ вместе с оставшейся водой насосом 2 подается в пароподогреватели 3, затем нагретая нефть поступает в отстойник 4 для окончательного отделения нефти от воды. Отделенная вода уносит с собой основное количество солей из нефти. Для более полного обессоливания нефть из отстойника 4 направляется на смешение с горячей обескислороженной пресной

водой. После тщательного перемешивания пресной воды с нефтью, содержащей соли, эмульсия направляется в отстойник 5, где доводится до требуемой концентрации по содержанию солей. После обессоливания и отделения воды нефть при необходимости может быть направлена из отстойника 5 на дополнительное обессоливание и обезвоживание в электродегидратор 6, а если содержание воды и солей в пределах нормы, то нефть, минуя электродегидратор 6, подается прямо в вакуумный сепаратор 7. Вакуумные компрессоры 10 забирают из гидроциклонного сепаратора 9 газ, из которого при прохождении холодильника 8 и гидроциклонного сепаратора 9 выделяется основное количество легких углеводородов. Конденсат из сепаратора 9 отправляется на газобензиновый завод, а газ поступает на специальные установки для полной деэтанализации. Перед пароподогревателем 3 в нефть вводится деэмульгатор, воздействующий на поверхностные свойства пограничных слоев двух фаз эмульсии. Деэмульгатор также может вводиться вместе с подачей пресной воды перед отстойником 5, системой предусмотрена очистка сточных вод с последующей подачей их на нагнетательные скважины для закачки в пласт.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Подготовка нефти к транспортировке <http://discoverrussia.interfax.ru/wiki/60/> электронный ресурс (дата обращения 19.12.2019).
2. Подготовка нефти к транспорту <https://pronpz.ru/ustanovki/obessolivanie-nefti.html>. Электронный ресурс (дата обращения 19.12.2019).

ЛЕКЦИЯ №8 ПОДГОТОВКА ГАЗА К ТРАНСПОРТИРОВКЕ

Природный газ широко используют как недорогое топливо с высокой теплотворной способностью (при сжигании 1 куб.м. выделяется до 54 400 кДж). Это один из лучших видов топлива для бытовых и промышленных нужд. Самым распространенным способом доставки газа потребителям является транспортировка по трубопроводам.

Однако, перед подачей в магистральные трубопроводы газ необходимо подготовить, дабы он соответствовал ряду требований. Наиболее сложно достижимыми из них являются температура точки росы по воде и углеводородам. Для соответствия этим требованиям существуют следующие основные решения:

Низкотемпературная сепарация (НТС). Данная технология предусматривает:

- первичную сепарацию газа и улавливание жидкостных пробок во входном газосепараторе;
- охлаждение входного потока газа в теплообменнике газ/газ потоком охлажденного газа;
- охлаждение газа за счет дросселирования потока, здесь могут использоваться дроссель (эффект Джоуля-Томсона), трубка Ранка, турбодетандер;
- последующая сепарация охлажденного газа в низкотемпературном сепараторе газа;
- подогрев подготовленного газа в теплообменнике перед подачей в магистраль (рисунок 1.6).

