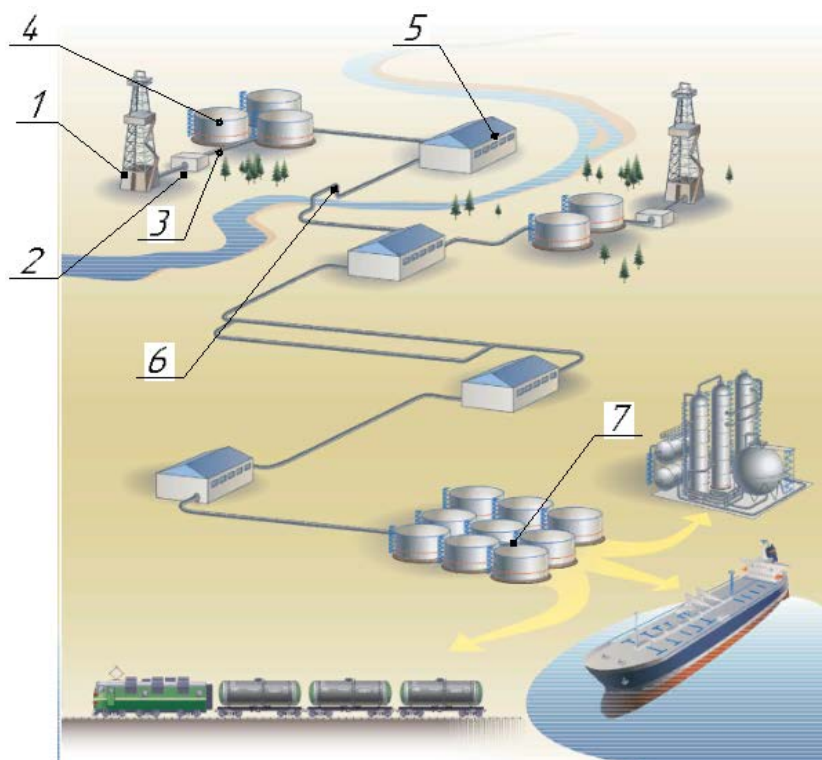


Лекция 5. Состав сооружений магистральных нефтепроводов и газопроводов.

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 - подводные 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;

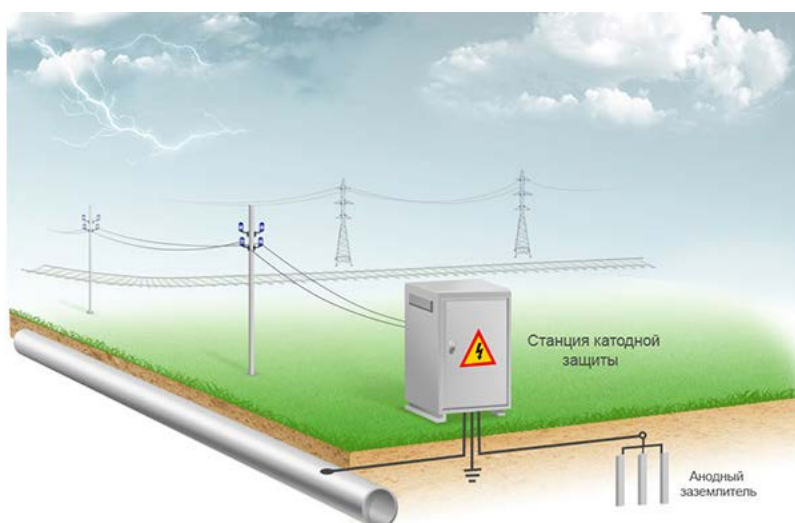


Рисунок 1.2 – УЭЗ и ЛЭП трубопровода

- 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.

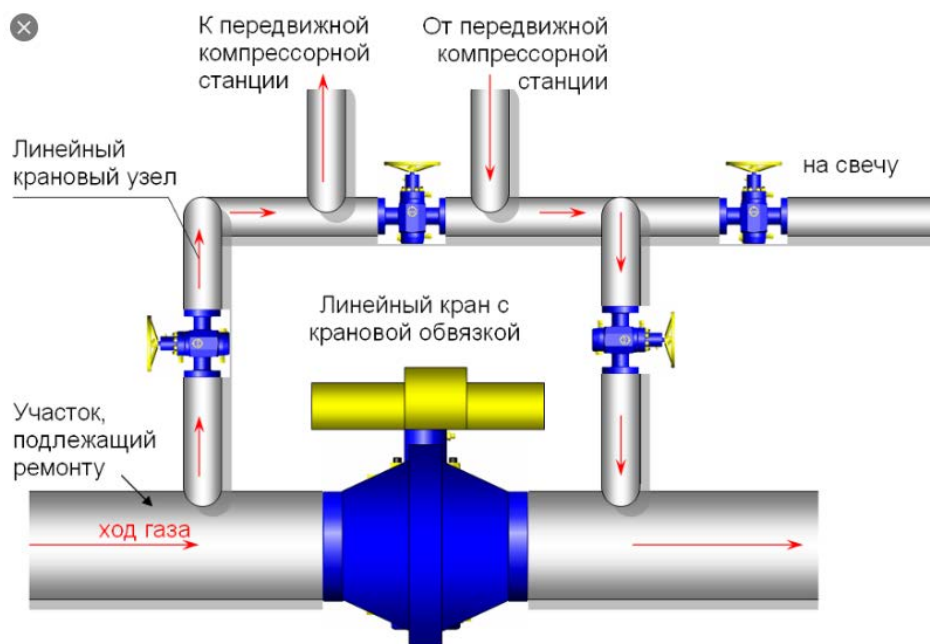


Рисунок 1.9 – Линейный крановый узел

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.