

П. П. БОРОДАВКИН, В. Л. БЕРЕЗИН

СООРУЖЕНИЕ
МАГИСТРАЛЬНЫХ
ТРУБОПРОВОДОВ

П. П. БОРОДАВКИН, В. Л. БЕРЕЗИН

СООРУЖЕНИЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Допущено Министерством высшего и среднего специального образования СССР в качестве учебника для студентов вузов, обучающихся по специальности «Сооружение газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз»



МОСКВА «НЕДРА» 1977

Бородавкин П. П., Березин В. Л. Сооружение магистральных трубопроводов, М., «Недра», 1977, с. 407

В книге рассмотрены вопросы технологического и строительного проектирования и технологии строительства магистральных трубопроводов. Изложены основы технологии перекачки нефти и газа, теоретические основы выбора оптимальных трасс трубопроводов и методы их практической реализации, расчеты прочности и устойчивости трубопроводов. Приведены методы расчетов трубопроводов, сооружаемых в сложных условиях рек, болот, пустынь, гор и мерзлых грунтов.

Рассмотрены технология и организация строительства магистральных трубопроводов с учетом новейших достижений в области скоростного строительства. Приведены новые методы расчетов и технология сооружения электрохимической защиты трубопроводов от коррозии.

Книга является учебником по курсу: «Сооружение магистральных трубопроводов» и предназначена для студентов нефтяных и газовых вузов, обучающихся по специальности «Сооружение газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз». Она может быть полезной и для инженерно-технических работников, занятых проектированием и строительством магистральных трубопроводов.

Табл. 58, ил. 298, список лит. 14 назв.

ПРЕДИСЛОВИЕ

ЗНАЧЕНИЕ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА В НАРОДНОМ ХОЗЯЙСТВЕ

О возможности применения трубопроводов для транспортирования различных газообразных, жидких и твердых материалов известно давно. Однако широкое распространение трубопроводы получили только в последние десятилетия в связи с необходимостью транспортировки на огромные расстояния газа и нефти от мест их добычи к местам потребления. Сейчас трудно даже представить, каким видом транспорта, кроме трубопроводного, можно было бы ежегодно перемещать миллиарды кубических метров газа из Восточных и Северных районов СССР в Центральные и Западные районы. Если нефть можно доставлять в цистернах по железной дороге, то природный газ так транспортировать нельзя. Доставка нефти и нефтепродуктов по железной дороге обходится дороже, чем по трубопроводам. Кроме того, перевозка десятков и сотен миллионов тонн нефти по железной дороге привела бы к существенному снижению пропускной способности железных дорог.

При транспортировании газа и нефти по трубопроводам потери перекачиваемых продуктов (по сравнению с другими видами транспорта) минимальны благодаря высокой степени герметизации трубопроводов и перекачивающего оборудования. Непрерывность и равномерность подачи продукта по трубопроводу позволяет обеспечить ритмичную четкую работу производств, получающих топливо (или сырье) по трубопроводам. Отметим и такой важный фактор, как возможность быстрого строительства трубопроводов большой протяженности в самых сложных условиях. Ни автодороги, ни тем более железные дороги невозможно (при одинаковых затратах) построить в столь сжатые сроки, как трубопроводы. Поэтому и освоение газовых и нефтяных месторождений начинается значительно раньше, чем это было бы при других видах транспорта. При этом следует иметь в виду, что постройки одной дороги мало; необходим парк цистерн, резервуаров, локомотивов, и т. д., создание которого также требует времени.

Строительство любой дороги требует больших площадей земель, часто плодородных. Применяющиеся в настоящее время методы строительства трубопроводов позволяют практически полностью использовать в сельском хозяйстве землю вдоль трубопроводных трасс. Тем самым уменьшается изъятие земель из сельскохозяйственного производства.

Таким образом, значение трубопроводного транспорта будет возрастать, обеспечивая транспортными «перевозками» новые сферы.

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ТРУБОПРОВОДНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

Первый магистральный трубопровод в России был построен из Баку в Батуми в 1906 г. Таким образом, трубопроводное строительство в нашей стране существует более 70 лет.

17 марта 1920 г. В. И. Ленин подписал постановление Совета Рабочей и Крестьянской обороны «О сооружении нефтепровода от Эмбинского нефтеносного района до г. Саратова». Началось строительство первого советского

нефтепровода. Все работы велись вручную с предельным напряжением сил молодой Советской Республики. В. И. Ленин уделял самое пристальное внимание этой стройке, требовал информировать его о ходе работ каждые две недели. И хотя в силу сложившихся труднейших обстоятельств закончить эту стройку не удалось, тем не менее внимание, которое уделялось Советским правительством трубопроводному транспорту, позволило уже в 1935 г. ввести в действие 850 км нефтепровода Эмба — Орск. Это были первые шаги советского трубопроводостроения, но уже тогда по размаху они не имели себе равных в мировой практике.

Великая Отечественная война прервала ход мирного строительства, но и в тяжелейшие годы войны строительство нефтепроводов и нефтепродуктопроводов продолжалось неослабевающими темпами. Была построена такая магистраль, как нефтепровод Сахалин — Комсомольск на Амуре, (1943—1944 гг.). А всего в военный период было построено около 1500 км трубопроводов.

И лишь в послевоенные годы строительство трубопроводов было поставлено на индустриальную основу. Первым трубопроводом, который был построен из труб большого диаметра (720 мм) с использованием новейшей отечественной техники и технологии строительства, был газопровод Ставрополь — Москва с отводом на Ленинград (1957 г.). Газопровод не имел себе равных и был построен всего за два года. Эта стройка была и своеобразной школой отечественного индустриального трубопроводного строительства, в которой были подготовлены опытные кадры строителей, а затем и эксплуатационников.

За прошедшее с момента окончания этой стройки время коренным образом изменилась технология и техника строительства. Диаметр труб увеличился до 1420 мм, протяженность отдельных трубопроводов составила несколько тысяч километров. Применение высококачественных сталей позволило поднять рабочее давление в трубопроводах до 75 кгс/см². Полностью механизированы земляные и изоляционно-укладочные работы, а сварка стыков труб в значительной мере автоматизирована.

Если характеризовать динамику роста трубопроводного строительства, то она выглядит следующим образом: с 1946 по 1950 гг. построено 3123 км трубопроводов, с 1951 по 1955 гг. — 8023 км, с 1956 по 1958 гг. — 11 281 км, с 1959 по 1965 гг. — 45 тыс. км, с 1966 по 1970 гг. — 36,2 тыс. км, с 1971 по 1975 гг. — 56 тыс. км трубопроводов. При рассмотрении этой динамики следует иметь в виду, что до 1955 г. строили трубопроводы из труб диаметром до 500 мм, а в дальнейшем стали применять трубы диаметром 720, 1020, 1220 и, наконец, 1420 мм.

«Основные направления развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 годы» предусматривают довести добычу нефти, включая газовый конденсат, до 620—640 млн. т, а газа до 400—435 млрд. м³. Для транспорта только газа предусмотрено строительство 35 тыс. км газопроводов из труб диаметром до 1420 мм при рабочем давлении не ниже 75 кгс/см². Эти цифры показывают, сколь большие задачи поставлены перед строителями. Выполнение их потребует привлечения новых инженерно-технических работников, владеющих комплексом знаний по проектированию и технологии строительства трубопроводов.

В соответствии с этими задачами в учебнике и рассматриваются основные вопросы технологического и строительного проектирования и строительства линейной части магистральных трубопроводов.

Первый и девятый разделы написаны П. П. Бородавкиным, остальные — В. Л. Березиным и П. П. Бородавкиным.

Раздел первый

ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ И ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ И ГАЗА

Глава 1

ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

§ 1. СОСТАВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И ИХ КОНСТРУКТИВНЫЕ СХЕМЫ

Магистральными называют трубопроводы, по которым нефть, нефтепродукты, природные или искусственные газы (в газообразном или сжиженном состоянии), вода перекачиваются от мест добычи, переработки, забора (начальная точка трубопровода) к местам потребления (конечная точка). В зависимости от вида транспортируемого продукта трубопроводы получают более узкое, характеризующее целевое назначение, название: газопровод, нефтепровод, нефтепродуктопровод, конденсатопровод, водопровод, аммиакопровод, трубопровод контейнерного транспорта и т. д.

Начальная и конечная точки трубопровода обычно находятся в местах, где сосредоточены основные источники получения транспортируемого продукта (начальная) и потребители его (конечная точка).

Состав магистральных трубопроводов

Магистральный газопровод в общем случае включает следующие группы сооружений (рис. 1.1): головные, линейные (собственно газопровод), компрессорные станции (КС), газораспределительные станции (ГРС) в конце трубопровода, подземные хранилища газа (ПХГ), объекты связи (высокочастотной и селекторной), системы электрозащиты сооружений трубопровода от коррозии, вспомогательные сооружения, обеспечивающие бесперебойную работу газопровода (линии электропередач, водозаборные устройства и водопроводы, канализация и т. п.), объекты ремонтно-эксплуатационной службы (РЭП), административные и жилищно-бытовые сооружения.

Головными называют сооружения, на которых готовят газ к дальнейшему транспорту. Комплекс головных сооружений (ГС) зависит от состава и давления газа, добываемого на промысле и поступающего на газосборный пункт. Как правило, в комплекс ГС входят: установки по очистке газа от механических примесей, влаги, установки отделения от газа серы и высокоценных компонентов (гелия и др.). К головным сооружениям относят и КС в начальной точке газопровода, на территории которой обычно размещается комплекс перечисленных сооружений. Для наглядности на рис. 1.2 показано обустройство газовой скважины, а на рис. 1.3 — головные сооружения одного из газопроводов.

Линейная часть газопровода представляет собой непрерывную трубу между отдельными КС, пересекающую на всем протяжении от начальной до конечной точек множество естественных и искусственных препятствий, обходящую населенные пункты и особо сложные для строительства участки. Некоторые из этих препятствий показаны на рис. 1.1 (позиции 5, 6, 8, 9). Конечно, схема рис. 1.1 лишь очень условно и в минимальной мере отображает реальные условия действительной местности. Детально они рассматриваются в дальнейших разделах учебника.

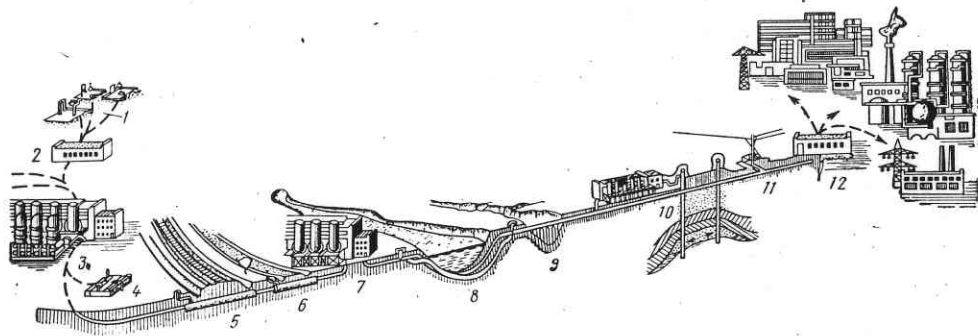


Рис. 1.1. Схема магистрального газопровода:

1 — промысел; 2 — газосборный пункт; 3 — головная КС; 4 — отвод к ГРС; 5, 6 — переходы через железную и шоссейную дороги; 7 — промежуточная КС; 8, 9 — переходы через реку и овраг; 10 — подземное газохранилище; 11 — станция катодной защиты; 12 — конечная ГРС

Компрессорные станции (КС) представляют площадочный комплекс сооружений, включающий объекты: компрессорный цех, содержащий установки для компримирования (сжатия) газа, установки пылеуловителей, попутной очистки газа от вредных примесей, установки охлаждения газа.

Газораспределительные станции (ГРС) предназначены для снижения давления газа до уровня, необходимого потребителям газа (от 3 до 12 кгс/см²). Кроме того, на ГРС осуществляется дополнительная очистка и осушка газа, и, если степень одоризации недостаточна, дополнительное введение одоранта. Давление газа в магистрали предусматривается в широком диапазоне — от 10 до 75 кгс/см², на выходе — от 3 до 12 кгс/см², иногда (при промышленном потреблении и разводящей сети среднего давления) до 25 кгс/см².

В зависимости от производительности газораспределительные станции подразделяются на две группы: первая группа рассчитана на малых и средних газопотребителей с расходом газа менее 250 тыс. м³/ч, вторая группа предназначена для крупных газопотребителей с расходом более 250 тыс. м³/ч.

На ГРС имеются следующие комплексы оборудования:

узлы очистки поступающего газа от пыли и жидкости, оборудуемые висциновыми фильтрами, масляными пылеуловителями или газовыми сепараторами; узлы редуцирования, где давление газа снижается и автоматически поддерживается на заданном уровне с помощью регуляторов давления (РД) различной мощности;

узлы учета количества газа с камерными диафрагмами на выходных газопроводах и расходомерами-дифманометрами;

узлы переключения с запорными устройствами для направления потоков газа непосредственно в выходные газопроводы по базисным линиям, минуя

ГРС в аварийных ситуациях либо при ремонте установок; на выходных линиях устанавливают пружинные предохранительные клапаны, через которые в случае непредвиденного повышения давления в системе газ автоматически сбрасывается в атмосферу;

установки подогрева газа, чтобы предотвратить образование гидратных пробок; обычно для этого используются водогрейные котлы;

установки одорирования газа с одоризационными колонками и емкостями для одоранта;

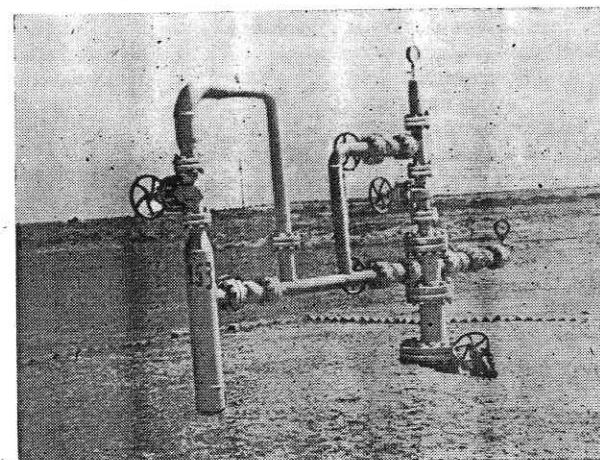


Рис. 1.2. Обустройство газовой скважины на промысле

внешние входные и выходные трубопроводы — гребенка с большим числом запорной арматуры; устройства КИП и автоматики; электрооборудование и регулирующие устройства электрохимической защиты примыкающей линейной части газопровода.

Все ГРС оборудуют автоматически действующими регулирующими клапанами в комплексе с регуляторами давления или пневмореле, расходомерами и другими установками.

Общий вид ГРС в блочно-комплектном исполнении показан на рис. 1.4.

Подземные газохранилища обеспечивают регулирование сезонной неравномерности потребления газа. Сооружаются газохранилища в выработанных нефтяных и газовых месторождениях, а также в благоприятных геологических структурах (водоносные пористые пласты). Для хранения газов хранилища сооружают в отложениях каменной соли. На рис. 1.5 изображена схема ПХГ в водоносном пласте. Такие ПХГ построены и эксплуатируются в Подмошье (Калужское, Щелковское и др.), под Ленинградом (Гатчинское, Колпинское, Невское), под Киевом.

Магистральные нефтепровод и нефтепродуктопровод включают следующие группы сооружений (рис. 1.6):

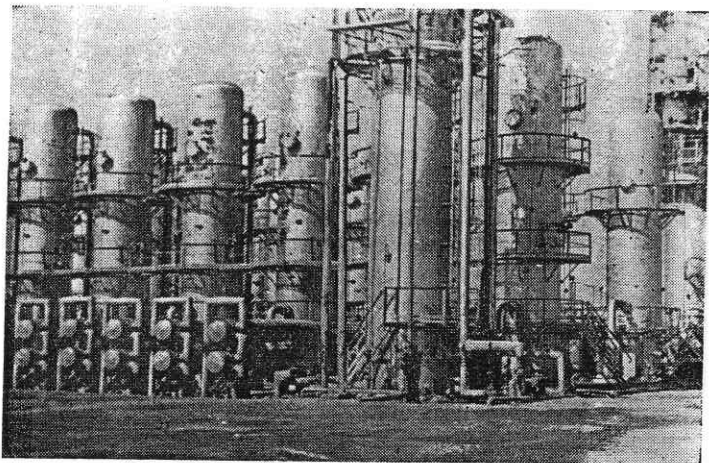


Рис. 1.3. Головные сооружения газопровода

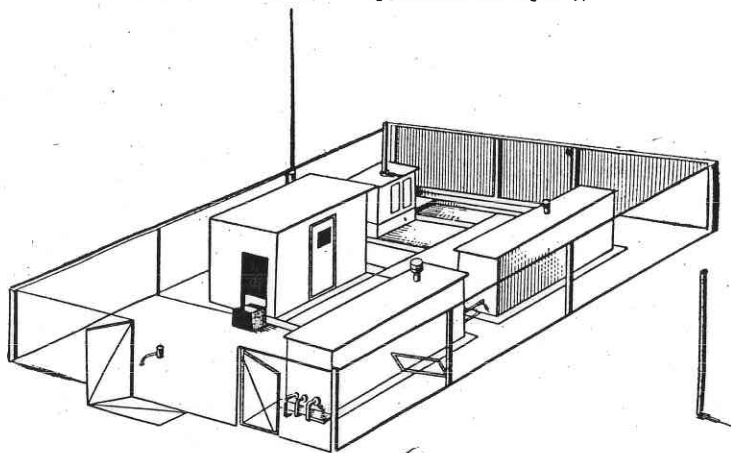


Рис. 1.4. Общий вид ГРС в блочно-комплектном исполнении

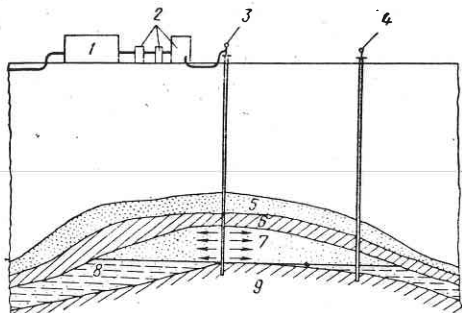


Рис. 1.5. Схема подземного газохранилища:

1 — компрессорная станция; 2 — установка по подготовке газа (к закачке или после отбора); 3 — эксплуатационная скважина; 4 — наблюдательная скважина; 5 — комплекс горных пород; 6 — верхний газоволоупор; 7 — пласт-коллектор, заполненный газом; 8 — часть пласта-коллектора, заполненная водой; 9 — нижний газоволоупор

головные, состоящие из головной насосной станции (ГНС), на которой происходит сбор и накапливание нефти и нефтепродуктов, предназначенных для дальнейшей транспортировки по магистральному трубопроводу и подводящих трубопроводов, по которым перекачивается нефть с промысла или нефтепродукты с завода в резервуары головной станции;

линейную часть, состоящую из собственно трубопровода с ответвлениями и лупингами (лупинг — трубопровод, идущий параллельно с основным на некотором участке), запорной арматурой, переходами через естественные

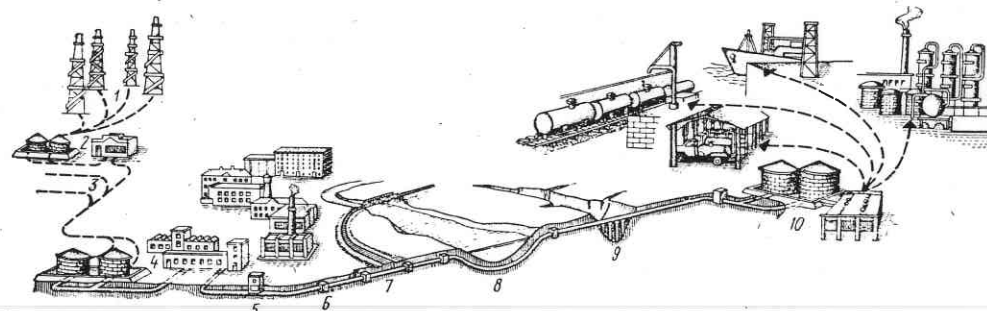


Рис. 1.6. Схема сооружений магистрального нефтепровода:

1 — промысла; 2 — нефтесборный пункт; 3 — подводящие трубопроводы; 4 — головные сооружения (резервуары, насосная, электростанция и др.); 5 — колодец пуска скребка; 6 — линейный колодец; 7 — переход под железной дорогой; 8 — переход через реку; 9 — надземный переход через овраг (ручей); 10 — конечный распределительный пункт нефтепровода (нефтебаза)

и искусственные преграды, компенсаторами; установок электрохимической защиты; линии технологической связи: кабельные воздушные и радиорелейные; сооружения линейной службы эксплуатации; постоянных вдольтрассовых дорог и подъездов к ним; вдольтрассовых линий электропередач и других объектов. Назначение линейных сооружений — обеспечение заданных режимов перекачки нефти или нефтепродукта;

промежуточные перекачивающие станции, которые принимают и направляют нефть и нефтепродукты далее по трубопроводу до следующей станции, к конечным и промежуточным распределительным пунктам;

конечные пункты, которыми при перекачке сырой нефти обычно являются нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ); если в конце трубопровода находится группа заводов, сооружают распределительную нефтебазу, на которой нефть учитывается, хранится и распределяется между заводами; конечным пунктом нефтепродуктопровода, как правило, является крупная нефтебаза, снабжающая нефтепродуктами район или область.

На ГНС размещаются резервуарный парк, основная и подпорная насосные, внутриплощадочные трубопроводы, установка счетчиков, площадка запуска скребкового очистителя (на нефтепродуктопроводах — шаровых разделителей), помещение с фильтрами тонкой очистки, системы общего и оборотного водоснабжения, канализации, электроснабжения, здания административно-бытового и эксплуатационно-хозяйственного назначения, включая лабораторию, ремонтно-механическую мастерскую, склад горюче-смазочных материалов. Резервуарный парк предназначается для приемки и сдачи нефти и нефтепродуктов, разделения нефтепродуктов по сортам, а также для их приемки в случае аварийной остановки нефтепровода или нефтепродуктопровода.

Промежуточные насосные станции отличаются от ГНС меньшим объемом резервуарного парка или его отсутствием.

Конечные пункты включают в основном емкости (резервуары) для приема поступающего продукта и подачи его на НПЗ или нефтебазы районного (областного) значения. Располагаются эти базы обычно в узлах железных дорог, вблизи морских и речных портов. На конечном пункте производят следующие операции, характерные для крупной перевалочной нефтебазы: прием и учет нефтепродуктов, наполнение и хранение необходимых запасов их, перекачка на водный и железнодорожный транспорт, распределение нефтепродуктов районным потребителям.

Конструктивные схемы линейной части трубопроводов

Как уже отмечалось, основной составляющей магистрального трубопровода является линейная часть, представляющая непрерывную нить, сваренную из отдельных труб и уложенную вдоль трассы тем или иным способом. Линейная часть трубопровода прокладывается в самых разнообразных топографических, геологических, гидрогеологических и климатических условиях. Наряду с участками, обладающими большой несущей способностью, вдоль трассы часто встречаются участки с грунтами малой несущей способности, а также болотистые участки, участки многолетнемерзлых грунтов и др. Кроме того, магистральные трубопроводы пересекают значительное число естественных и искусственных препятствий (реки, озера, железные и шоссевые дороги), требующих соответствующих конструктивных решений, которые обеспечивают как надежную работу трубопровода, так и беспрепятственную эксплуатацию пересекаемых искусственных сооружений по их прямому назначению.

В настоящее время при сооружении магистральных трубопроводов применяют подземную, полуподземную, наземную и надземную схемы.

Подземная схема укладки является наиболее распространенной (98% от общего объема сооружаемой линейной части). При подземной схеме (рис. 1.7, а) отметка верхней образующей трубы располагается ниже отметки дневной поверхности грунта.

Полуподземная схема укладки (рис. 1.7, б) предусматривает сооружение трубопровода, при которой нижняя образующая трубы расположена ниже, а верхняя выше дневной поверхности грунта.

Наземная схема укладки (рис. 1.7, в) характеризуется тем, что нижняя образующая трубы имеет отметку на уровне дневной поверхности грунта или выше (на грунтовой подушке). При наземной укладке трубопровод обваловывается привозным или местным грунтом.

Надземная схема укладки предусматривает сооружение трубопровода над землей (рис. 1.7, г) на опорных устройствах различного рода.

Подземная схема укладки применима в любых районах СССР. Однако эта схема для участков ряда районов может оказаться экономически невыгодной по сравнению с другими схемами. Такими участками являются: участки многолетнемерзлых грунтов при перекачке по трубопроводу продукта, длительное время имеющего положительную (выше 0°C) температуру; участки горных выработок со значительными смещениями грунта, если трубопровод укладывается без специальных компенсирующих устройств; участки активных оползней в горных районах; участки пересечения горных рек с блуждающими и сильно размываемыми руслами.

Кроме того, всесторонне должен рассматриваться вопрос о целесообразности подземной укладки (особенно газопроводов) на участках с высоким стоянием грунтовых вод. Необходимость специальной балластировки и надежного антикоррозионного докрития значительно удорожает стоимость строительства. В этом случае следует подземную схему сравнить с другими возможными схемами и выбрать наиболее целесообразный вариант с учетом комплекса требований, предъявляемых к газопроводу на данном участке.

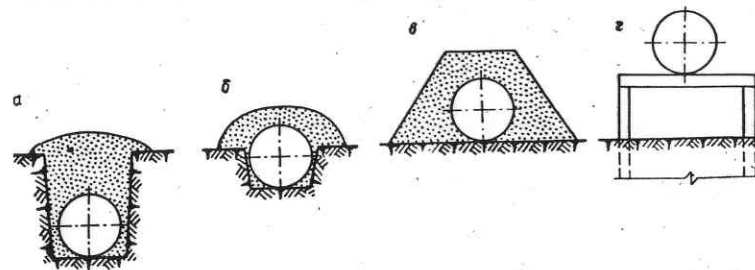


Рис. 1.7. Схемы укладки трубопроводов

Наземную и полуподземную схемы укладки применяют в сильно обводненных и заболоченных районах. Наземная укладка позволяет избежать дорогостоящей балластировки для труб средних и крупных диаметров. Наземную укладку стали применять и на участках с пылеватыми мелкодисперсными грунтами при высоком стоянии грунтовых вод (на газопроводе Игрим — Серов, Ухта — Торжок и др.). Недостатком ее является плохая устойчивость грунта насыпи, который иногда оползает, а труба оголяется.

Область применения полуподземной и наземной схем укладки более ограничена, чем подземной. Это объясняется тем, что устройство грунтового валика над трубой из параллельной канавы — резерва или из привозного грунта нарушает естественное состояние поверхности земли, естественный водосток, создает искусственное препятствие для движения транспорта. Применять полуподземную и наземную схемы укладки в густо заселенных районах, на сельскохозяйственных угодьях, как правило, нецелесообразно.

Надземную схему укладки трубопроводов применяют в основном при переходах через искусственные и естественные препятствия, районы горных выработок, участки многолетнемерзлых грунтов. Ограниченное распространение надземной схемы укладки объясняется двумя причинами. Первая причина заключается в особом характере строительно-монтажных работ. Если укладки трубопроводов всех других видов могут быть почти полностью механизированы и выполняться как единый технологический процесс, то надземная укладка в силу особенностей конструкции надземного трубопровода существенно усложняет процесс строительства. Хотя при надземной схеме земляные работы почти исключаются, однако добавляются более сложные специальные работы по созданию опор, установке и закреплению трубы на опорах. Последние две операции требуют от строителей специальных профессиональных навыков, а также постоянного высокоточного геодезического обслуживания. Кроме того, при надземной укладке число кривых вставок намного превышает их число при других видах укладки. Вторая причина заключается в том, что расположение трубопровода над поверхностью земли создает дополнительное искусственное

препятствие. При большой протяженности надземного трубопровода требуется устройство значительного числа переездов для транспорта, а в северных районах — специальных проходов для животных.

Поэтому надземную укладку на участках большой протяженности применяют только в тех случаях, когда укладка по другим схемам нецелесообразна.

§ 2. КЛАССИФИКАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И РАЗДЕЛЕНИЕ ИХ НА КАТЕГОРИИ

Классификация трубопроводов

В соответствии со СНиП II-45—75 магистральные трубопроводы классифицированы следующим образом.

Газопроводы подразделены на два класса: I класс — рабочее давление газа от 26 кгс/см² до 100 кгс/см² включительно; II класс — газопроводы с рабочим давлением газа от 12 до 25 кгс/см² включительно.

Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы подразделены на четыре класса: I класс — нефтепроводы и нефтепродуктопроводы при условном диаметре свыше 1000 мм до 1400 мм; II класс — при условном диаметре труб от 500 до 1000 мм включительно; III класс — при условном диаметре труб от 300 до 500 мм включительно; IV класс — трубопроводы с условным диаметром менее 300 мм.

Разделение трубопроводов и их участков на категории

Наряду с этой классификацией СНиП II-45—75 устанавливает для магистральных трубопроводов категории (табл. 1.1), которые требуют обеспечения соответствующих прочностных характеристик на любом участке трубопровода, а также проведения ряда операций контрольного характера, связанных с проверкой качества сооружаемого трубопровода без исключения из такой проверки каких-либо участков.

Таблица 1.1

Категории магистральных трубопроводов

Трубопровод	Подземная укладка	Наземная укладка	Надземная укладка
Газопровод: диаметром менее 1200 мм диаметром 1200 мм и более	IV III	IV III	IV III
Нефтепровод и нефтепродуктопровод: диаметром менее 700 мм диаметром 700 мм и более	IV III	IV III	IV III

Приведенная классификация и категории трубопроводов определяют в основном требования, связанные с обеспечением прочности или неразрушимости труб.

Исходя из этих же требований, в СНиП II-45—75 определены также и категории, к которым следует относить не только трубопровод в целом, но и отдельные его участки. Необходимость в такой классификации объясняется различием условий, в которых будет находиться трубопровод на тех или иных

участках местности, и возможными последствиями в случае разрушения трубопровода на них. Так, если трубопровод проходит по равнине с плотными грунтами, то вероятность каких-либо неожиданных воздействий на трубопровод здесь очень мала. На трубопровод, пересекающий реку, могут в непредвиденных ситуациях (например, очень сильный паводок) действовать дополнительные гидродинамические силы, и трубопровод может разрушиться. При этом перемещаемый продукт попадет в водоем. Если в первом случае (равнина) разрыв труб приведет к потере какого-то объема продукта, то во втором — к потере продукта и загрязнению реки. Причем в зависимости от вида продукта это загрязнение может привести к отравлению реки на значительном расстоянии от места аварии. Поэтому к таким участкам должны быть предъявлены более жесткие требования без повышения их для всего трубопровода.

На основании опыта проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов были выработаны требования, которые необходимо предъявлять к различным участкам, подразделенным на категории (см. приложение 1).

Классификация трубопроводов и их участков по сложности строительства

Строителей магистральных трубопроводов перед началом строительства интересует вопрос: насколько сложным будет строительство, какие ресурсы (трудовые и технические) могут потребоваться при этом и т. п. Поэтому уже при проектировании необходимо достаточно точно определить уровень сложности строительства трубопровода.

Остановимся кратко на характеристике условий, определяющих сложность сооружения трубопровода. Очевидно, условия строительства могут изменяться от нормальных (для данного момента времени и соответствующей ему техники), т. е. таких, при которых возможна организация непрерывного строительного потока, при наибольшей производительности строительных и монтажных подразделений, до крайне сложных, при которых, несмотря на все затрачиваемые усилия, темп строительного-монтажных работ значительно (иногда в несколько раз) снижается по сравнению с темпом работ при нормальных условиях. Даже на самой простейшей трассе при определенных обстоятельствах строительные-монтажные работы могут стать весьма сложными. Например, в период сильных дождей обычная равнинная трасса становится труднопроходимой, а иногда даже непроходимой для обычных машин. Однако такое состояние для данной трассы нехарактерно. На горной же трассе в любое время года сохраняются условия, которые значительно усложняют выполнение строительного-монтажных работ; то же можно сказать и о трассах трубопроводов в районах распространения болот и мерзлых грунтов.

Таким образом, *сложными* назовем участки, на которых в период всего строительства сохраняются условия, исключающие обычные, типовые для линейного строительства методы работ. На таких участках необходимы специальные машины и специальная технологическая схема ведения работ.

Сложные для строительства трассы, в свою очередь, могут иметь участки различной сложности. Зная категорию сложности участка, можно заранее наметить строительные подразделения и их оснащенность. По сложности производства работ участки трассы подразделяются на три категории.

К участкам I категории сложности относятся подводные и надводные переходы через реки, имеющие ширину по зеркалу воды более 50 м, болота II и III типов, барханные незакрепленные пески, отдельные продольные уклоны

крутизной более 30° и протяженностью более 100 м, горные участки с чередованием подъемов и спусков крутизной от 10° и более, поворотов и наличием косогорных участков любой крутизны, вечномёрзлые грунты.

К участкам II категории сложности относятся подводные и надводные переходы через реки шириной по зеркалу воды до 50 м, закрепленные барханные пески, болота I типа, продольные уклоны крутизной до 30°, косогорные участки с боковой крутизной до 15°, подземные и воздушные переходы через железные дороги, отдельные продольные уклоны крутизной более 30° и протяженностью менее 100 м, овраги и балки.

К участкам III категории сложности относятся участки, не вошедшие в I и II категории.

Определяя далее сложность трассы в целом можно подразделить их на следующие типы:

при наличии в общей длине трассы более 50% участков I и II категорий сложности, в том числе не менее 30% I категории — трасса особой сложности; при наличии от 15 до 50% участков I и II категорий сложности, в том числе не менее 10% I категории — трасса повышенной сложности;

при наличии до 15% участков I и II категорий сложности — трасса нормальной сложности.

Изучая характер трассы по топографическим картам, можно определить сложность трассы в целом и соответствующим образом готовиться к строительству такого трубопровода.

Глава 2

ОСНОВЫ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ И ГАЗА ПО ТРУБОПРОВОДАМ

§ 3. ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ И ГАЗА

Нефть и нефтепродукты

Плотность нефти и нефтепродуктов ρ зависит от температуры, ее выражают как в абсолютных (с указанием температуры, которой она соответствует), так и в относительных (отношение плотности нефтепродукта при температуре 20° С к плотности воды при 4° С — ρ_4^{20}) единицах. Абсолютная плотность в зависимости от вида нефти и нефтепродукта колеблется от 700 до 1000 кг/м³, а относительная от 0,7 до 1.

Плотность нефтепродукта при температуре t определяют по формуле

$$\rho_t = \rho_{20} - \xi(t - 20), \quad (2.1)$$

где ρ_{20} — плотность нефтепродукта при 20° С, кг/м³, ξ — температурная поправка, кг/(м³·°С),

$$\xi = 1,825 - 0,00134\rho_{20}. \quad (2.2)$$

Вязкость (внутреннее трение) — свойство нефти или нефтепродукта оказывать сопротивление перемещению одной части нефти или нефтепродукта относительно другой. Различают динамическую η и кинематическую ν вязкости:

$$\nu = \frac{\eta}{\rho}. \quad (2.3)$$

Вязкость нефтепродукта зависит от его температуры. Вязкость некоторых нефтей настолько велика, что перекачка их по нефтепроводу при температуре ниже 25—30° С практически невозможна. Поэтому транспортирование таких нефтепродуктов (их называют «высоковязкими», или «застывающими») может осуществляться только с подогревом. При изменении температуры кинематическую вязкость можно рассчитывать по формуле Рейнольдса

$$\nu = \nu_* \exp(-u(t - t_*)), \quad (2.4)$$

где ν_* — кинематическая вязкость при t_* ; u — коэффициент, определяемый по известным вязкостям при двух температурах.

При расчете трубопровода на конкретный нефтепродукт необходимо иметь график зависимости ν от t для этого нефтепродукта. График строится на основании данных лабораторных исследований. При этом необходимость в использовании формулы (2.4) отпадает.

Теплопроводность λ , Вт/(м·°С), и удельная теплоемкость (c_p), Дж/(кг·°С), характеризуют теплофизические свойства нефти и нефтепродуктов. Они определяются по формулам

$$\lambda = \frac{137}{\rho_{15}}(1 - 0,00054t); \quad (2.5)$$

$$c_p = \frac{1}{\sqrt{\rho_{15}}}(1687 - 3,39t), \quad (2.6)$$

где ρ_{15} — плотность нефти или нефтепродукта при $t = 15^\circ \text{C}$. Следует иметь в виду, что c_p в интервале температур 0—110° С изменяется в пределах 1680—2500 Дж/(кг·°С). Поэтому в прикладных расчетах можно принимать c_p постоянным и средним между крайними значениями, например $c_p = 2100$ Дж/(кг·°С).

Одной из важнейших для строительного проектирования характеристик является степень огнеопасности нефтепродуктов. Наиболее реальна опасность воспламенения паров нефтепродуктов. Поэтому для оценки огнеопасности служит наименьшая температура вспышки паров нефтепродукта, при которой вспыхнувшая смесь воздуха и паров при атмосферном давлении затухает. По степени огнеопасности нефтепродукты подразделены на 4 класса (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Классификация нефтепродуктов по огнеопасности

Класс	Температура вспышки, °С	Нефтепродукты
I	Менее 28	Легковоспламеняющиеся: бензины, лигроины керосины
II	28—45	
III	45—120	Горючие: мазуты, дизтопливо масла, битумы, асфальты
IV	Более 120	

Взрывоопасность — способность паров нефтепродуктов взрываться при контакте с открытым огнем. Взрыв паров нефтепродуктов возможен лишь при определенном процентном содержании паров в воздухе. Так, при 20° С нижний предел взрываемости 1,1%; верхний — 6%. При концентрации паров

в смеси ниже нижнего предела она не взрывается и не горит; при концентрации выше верхнего предела смесь горит.

Электризация — способность нефти и нефтепродуктов накапливать и сохранять длительное время электрический заряд. При возникновении высоких потенциалов трубопроводов и резервуаров относительно Земли возможно возникновение искры. Если при этом паровоздушная смесь находится в состоянии взрывоопасности, то происходит взрыв. Поэтому конструкции, по которым транспортируется или в которых хранятся нефть и нефтепродукты, должны быть заземлены.

Вредность паров нефтепродуктов для здоровья людей. Пары нефти и нефтепродуктов содержат различные опасные для здоровья людей включения. Так, очень вредны этилированные бензины, содержащие такое ядовитое вещество, как тетраэтилсвинец; пары сернистых нефтей. Установлено, что весьма опасно для здоровья человека, если в воздухе в виде паров содержится 0,3 мг/л и более бензина или керосина, 0,01 мг/л сероводородных паров. Проектируя объекты нефтяной промышленности, необходимо предусматривать во всех помещениях такую систему вентиляции, которая обеспечивает при любых режимах работы содержание вредных фракций в паровоздушной смеси ниже опасных для здоровья человека пределов.

Природные газы

Природные газы добывают на чисто газовых и газоконденсатных месторождениях, а также вместе с нефтью (эти газы получили название попутных). Первая группа газов включает 85—98% метана, вторая — 80—95%, а попутный газ — 30—70% метана. Это наиболее ценная часть газов. В большинстве газов имеются вредные примеси: сероводород, азот, углекислота, вода. Наиболее вредной примесью является сероводород, который вызывает активную коррозию металлического трубопровода и арматуры. Если по трубопроводу перекачивать газ с сероводородом, не принимая защитных антикоррозийных мер, то трубопровод выходит из строя через 1—2 года.

Приведем основные характеристики отдельных газов и их смесей.

Плотность — отношение массы газа к его объему. Для нормальных условий (температура газа $t_0 = 0$, давление $p_0 = 1$ кгс/см²) плотности природных газов (несжиженных) колеблются в пределах, приведенных в табл. 2.2;

$$\rho_0 = \frac{M}{22,41} \quad (2.7)$$

где M — молярная (или молярная) масса газа, кг/моль; 22,41 — объем одного моля в нормальных условиях.

Вязкость динамическая и кинематическая связаны соотношением (2.1).

Давление насыщенных паров характеризуется давлением и температурой, при которых жидкость находится в равновесии со своими парами. Газ может находиться в жидком состоянии только до определенной температуры, так называемой критической $T_{кр}$. Этой температуре соответствует давление, называемое критическим $p_{кр}$. При $p < p_{кр}$ и $T = T_{кр}$ газ не может быть сжижен.

Природные газы, как правило, состоят из смеси различных газов, поэтому плотность смеси и вязкость ее будут отличаться от плотности и вязкости отдельных составляющих. Плотность смеси в соответствии с законом Авогадро

$$\rho_{см} = \frac{M_{см}}{22,41}, \quad (2.8)$$

где

$$M_{см} = \sum_1^i r_i M_i, \quad (2.9)$$

r_i — молекулярная (объемная) концентрация i -го компонента смеси в долях единицы; M_i — молекулярная масса i -го компонента, кг/моль.

Относительная плотность смеси газов по отношению к воздуху

$$\Delta_{см} = \frac{\rho_{см}}{\rho_{в}}. \quad (2.10)$$

где $\rho_{в}$ — плотность воздуха.

Средняя вязкость смеси

$$\eta_{см} = \sum_1^i r_i \eta_i, \quad (2.11)$$

где η_i — вязкость i -го компонента смеси.

Критические температура и давление смеси определяются из выражений:

$$T_{кр. см} = \sum_1^i r_i T_{кр. i}, \quad (2.12)$$

$$p_{кр. см} = \sum_1^i r_i p_{кр. i}. \quad (2.13)$$

Газовая постоянная смеси

$$R_{см} = \frac{8300}{M_{см}}. \quad (2.14)$$

В таблице 2.2 приведены основные характеристики компонентов смеси двух газов (I смесь — газ без сероводорода; II смесь — с сероводородом) при нормальных условиях ($T = 273$ К, $p = 1$ кгс/см²).

Основные характеристики газов

Таблица 2.2

Компоненты смеси	M_i , кг/моль	$T_{кр. i}$, К	p		$\rho_{сж}$, кг/м ³	η_i		r_i	
			Па	кгс/см ²		Па·с	г·10 ⁻⁶ см·с	для газа I	для газа II
Метан CH ₄	16,04	190,6	44,93	45,78	0,717	103	103	0,912	0,914
Этан C ₂ H ₆	30,07	306	47,68	48,58	1,344	86,03	86,03	0,028	0,051
Пропан C ₃ H ₈	44,09	369,6	42,57	43,38	1,967	75,04	75,04	0,009	0,01
Бутан C ₄ H ₁₀	58,12	425	34,95	35,61	2,598	69,06	69,06	0,006	0,003
Пентан C ₅ H ₁₂	72,15	470,2	32,37	32,98	3,221	61,99	61,99	0,007	0,004
Углекислый газ CO ₂	44,01	304	66,54	67,80	1,977	138	138	0,005	0,011
Сероводород H ₂ S	34,08	373,4	73,29	74,68	1,539	126,9	126,9	—	0,001
Азот, гелий и другие редкие газы	28,02	126	33,94	34,58	1,251	166	166	0,033	0,006

Приведем средние значения основных характеристик смесей газов I и II:

	Смесь I	Смесь II
$M_{см}$, кг/моль (2.9)	17,86	17,78
$\rho_{см}$, кг/м ³ (2.8)	0,7984	0,7948
$T_{кр. см}$, К	197,2	201,2
$p_{кр. см}$, кгс/см ² (2.12)	45,55	46,26
$\eta_{см}$, г/(см·с)·10 ⁻⁶ (2.13)	104,08	102,6

§ 4. СХЕМЫ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

В соответствии с законом Бернулли для идеальной жидкости, характеризующейся отсутствием сил трения при движении, полная удельная энергия жидкости при движении по трубопроводу является постоянной для всех сечений. Это условие, как известно из курса гидравлики, описывается уравнением Бернулли для идеальной жидкости

$$z + \frac{p}{\rho} + \frac{v^2}{2g} = \text{const (вдоль трубопровода)}, \quad (2.15)$$

где z — положение центра живого сечения жидкости над плоскостью сравнения (рис. 2.1); p — гидродинамическое давление в жидкости; v — скорость

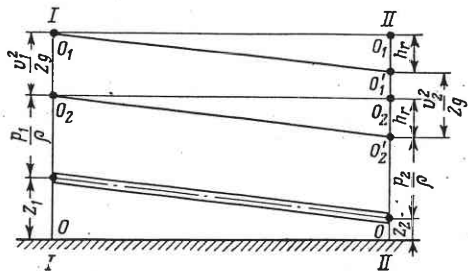


Рис. 2.1. Изменение напоров по длине трубопровода

движения жидкости; ρ — плотность жидкости; g — ускорение свободного падения.

В реальной жидкости при движении возникают силы трения; вследствие работы, затрачиваемой на преодоление сил трения, энергия жидкости должна уменьшаться вдоль трубопровода по направлению течения. Следовательно, уравнение (2.15) для реальной жидкости не будет действительным. В уравнении (2.15) необходимо учесть потери энергии вдоль трубопровода. В соответствии с интерпретацией отдельных составляющих полной энергии потока в (2.15) обозначим составляющую, учитывающую потери на трение, h_r . Тогда для двух различных сечений уравнение движения жидкости, которая называется реальной, записывается в виде

$$z_1 + \frac{p_1}{\rho} + \frac{v_1^2}{2g} = z_2 + \frac{p_2}{\rho} + \frac{v_2^2}{2g} + h_r, \quad (2.16)$$

где индексы 1, 2 характеризуют z , p , v в произвольных сечениях I , II .

На рис. 2.1 показан участок трубопровода. В случае идеальной жидкости в соответствии с (2.15)

$$z_1 + \frac{p_1}{\rho} + \frac{v_1^2}{2g} = z_2 + \frac{p_2}{\rho} + \frac{v_2^2}{2g}, \quad (2.17)$$

и линия $O_1 - O_1$ будет горизонтальной (линия $O - O$ показывает плоскость, от которой ведется сравнение напоров).

Следовательно, для идеальной жидкости перекачка могла бы осуществляться без затрат на преодоление сил трения.

Для реальной жидкости положение точки O_1 в сечении $II-II$ изменяется из-за потери напора на трение h_r . Линия $O_1 - O_1$ получает наклон по направлению потока. С энергетической точки зрения h_r является мерой удельной энер-

гии, теряемой на выполнение работы по преодолению сил трения на пути от сечения $I-I$ до сечения $II-II$.

Падение напорной линии, приходящееся на единицу длины, называют гидравлическим уклоном и обозначают как

$$i = \frac{dh_r}{ds}. \quad (2.18)$$

Как видно из (2.18), гидравлический уклон для реальной жидкости всегда является положительным, и только для идеальной жидкости $i = 0$, поскольку $h_r = 0$.

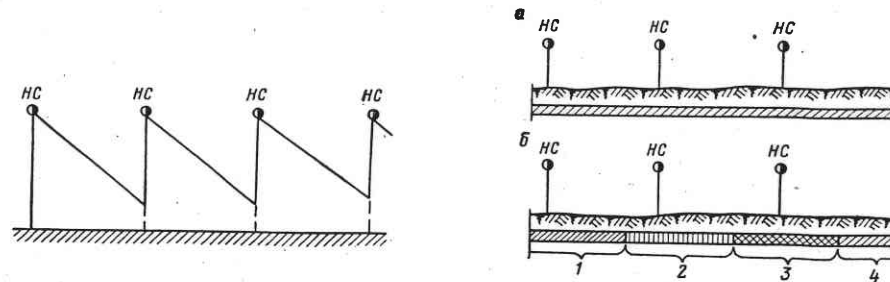


Рис. 2.2. Схема расстановки насосных станций

Рис. 2.3. Схемы перекачки однородных (а) и различных (б) нефтей и нефтепродуктов

Таким образом, для осуществления перекачки по трубопроводу реальной жидкости необходимо затрачивать энергию на преодоление сил трения по всей длине трубопровода. Такая работа выполняется перекачивающими насосными станциями, которые поднимают давление в трубопроводе до уровня, обеспечивающего компенсацию потерь напора на участке трубопровода. Для обеспечения движения перекачиваемого продукта вдоль всей длины трубопровода необходимо сооружение нескольких насосных станций (НС). На каждой НС создается максимальное давление (напор), которое падает по длине до минимального допустимого значения (рис. 2.2). Соответственно давление в трубопроводе изменяется по его длине, что создает различные статические условия в разных сечениях для работы трубы как несущей конструкции.

В настоящее время применяют две генеральные схемы перекачки: перекачка нефти или нефтепродукта одного вида (рис. 2.3, а) и перекачка по одному трубопроводу последовательно отличающихся по свойствам нефтепродуктов (рис. 2.3, б). В первом случае плотность жидкости неизменна по всей длине трубопровода (если не учитывать влияние изменения температуры на плотность), и это создает одинаковые условия работы для всех насосных станций, что благоприятно сказывается на режиме работы трубопровода в целом. Все НС при одинаковом их удалении друг от друга развивают одинаковый напор, мощность насосов используется полностью. Во втором случае в трубопровод последовательно закачиваются различные по свойствам нефтепродукты (например, нефть 1 — бензин 2 — дизтопливо 3 — нефть 4 и т. д.) Плотности этих жидкостей, вязкости и другие показатели существенно отличаются друг от друга. Поэтому режим работы насосных станций существенно меняется в зависимости от того, какой продукт находится в зоне действия той или иной станции.

При переходе на перекачку продукта нового вида необходимо регулировать работу насосов, так как перекачка менее вязких и менее плотных продуктов (например, бензина) требует меньшего давления, а тяжелых — большего. Следовательно, станция, перекачивающая, например, тяжелую нефть в зоне 1, должна работать на полную мощность, а станция в зоне 2 (легкий бензин) будет недогруженной.

Эти особенности перекачки должны учитываться уже при проектировании трубопровода, ибо, несмотря на усложнение процесса перекачки, необходимость

Рис. 2.4. Схема нефтепровода с лупингом

последовательной перекачки диктуется прежде всего тем, что строить параллельно два трубопровода не всегда целесообразно. Действительно, всегда ли имеет смысл строить один трубопровод, например, для перекачки дизтоплива, а другой — бензина, если они будут транспортировать их с одного нефтеперерабатывающего завода в один и тот же пункт потребления. Ответ на этот вопрос может дать лишь тщательный учет экономических и технических его сторон. Более подробно вопросы последовательной перекачки рассмотрены в § 7.

Магистральный нефтепровод обычно сооружается в виде одной нитки трубопровода. Однако часто вдоль основной нитки на отдельных участках сооружают параллельные трубопроводы, называемые *лупингами* (рис. 2.4). Сооружение лупинга увеличивает пропускную способность трубопровода и уменьшает потери напора, что позволяет увеличить расстояние между насосными станциями.

Насосные станции подразделяют на два основных вида: головные (ГНС) и промежуточные (ПНС). ГНС предназначены для подачи нефти в трубопровод, а ПНС — для поддержания необходимого режима перекачки, обеспечивающего по трубопроводу пропуск определенного объема нефти. Остановимся на технологической характеристике этих сооружений. Каждая ПНС имеет насосный цех с установленными в них насосами и приводными двигателями, манифольд — помещение, в котором расположены всасывающие и нагнетательные коллекторы, обводные трубопроводные линии, задвижки, обратные клапаны. На всех ГНС и большинстве ПНС имеются резервуарные парки. На ГНС эти парки содержат емкости для создания и хранения необходимого запаса продукта. Поэтому общий объем таких резервуарных парков велик, и он может достигать 1—2 млн. м³. На ПНС резервуары имеют чисто технологическое назначение, а также служат для приема нефти в случае кратковременных остановок перекачки.

На рис. 2.5 изображены основные схемы перекачки нефти через ПНС, имеющие в своем составе резервуары.

Первая схема (рис. 2.5, а). Нефть принимается с предыдущей станции в приемный резервуар П, а подается на следующую станцию из другого резервуара Р, называемого расходным. Эта схема позволяет вести учет нефти, поступающей с предыдущей станции, и нефти, закачиваемой с данной на следующий перегон. При такой схеме перекачки неизбежны значительные потери нефтепродукта за счет испарения, поскольку герметизация резервуаров несовершенна. Необходимость поочередного заполнения и опорожнения резервуаров обуславливает так называемые «большие дыхания», при которых большие объемы смеси воздуха и легких фракций нефти выбрасываются наружу.

Вторая схема (2.5, б). Нефть поступает в резервуар ПР, из которого она одновременно откачивается на следующий перегон. Такой резервуар называют приемно-расходным. В этом случае «большие дыхания» отсутствуют, но интенсивное перемешивание нефти способствует ее интенсивному испарению и соответственно увеличению потерь нефтепродуктов, резервуар В при этом выключен.

Третья схема (рис. 2.5, в). Перекачка осуществляется по схеме с подключенным резервуаром К, который играет роль буферной емкости для выравнива-

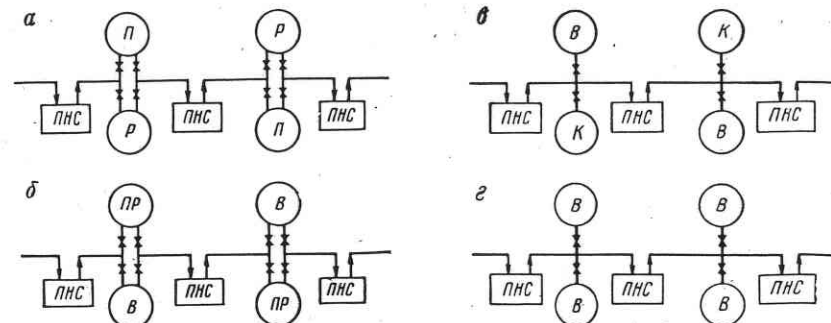


Рис. 2.5. Схемы перекачки нефти через ПНС с резервуарами

ния неравномерностей подачи нефти с предыдущей ПНС и закачиваемой в трубопровод на данной ПНС. Поскольку разница в объемах перекачки незначительна, то уровень нефти в резервуаре К будет медленно колебаться без бурного перемешивания нефти. Это в значительной мере способствует уменьшению потерь от испарения.

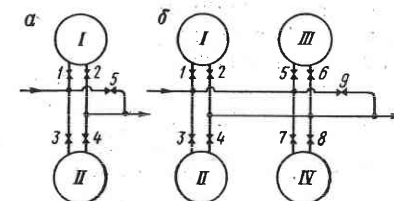


Рис. 2.6. Схемы подключения двух (а) и четырех (б) резервуаров

Применение же резервуаров с «плавающей крышей» позволяет практически полностью предотвратить потери от испарений.

Четвертая схема (рис. 2.5, г). Резервуары полностью отключают от магистрали, а подача нефти из предыдущего перегона осуществляется сразу к насосам. Такая схема перекачки нефти называется схемой «из насоса в насос». Резервуары в этой схеме используются лишь при остановках ПНС в аварийных ситуациях или при ремонтах. Эта схема является основной для ПНС, не имеющих в своем составе резервуаров. Однако перекачка по схеме «из насоса в насос» требует обеспечения синхронизации объема перекачиваемого продукта на всех ПНС, что не всегда возможно.

При перекачке по первой схеме с двумя резервуарами I, II (рис. 2.6, а) следует открыть задвижки 1 и 4, остальные закрыть; с четырьмя резервуарами

I, II, III, IV (рис. 2.6, б) — открыть например, задвижки I и 8, остальные закрыть. По второй схеме с двумя резервуарами открыты например, задвижки I и 2, а остальные закрыты; с четырьмя резервуарами открыты, например, задвижки 5 и 6 (или 7 и 8), а остальные закрыты. По третьей схеме с двумя резервуарами открыты задвижки 3 и 5, а остальные закрыты; с четырьмя — открыты 7 и 9, остальные закрыты. Наконец, по четвертой схеме все задвижки кроме 5 в первом случае и 9 во втором закрыты, и резервуары имеют чисто профилактическое значение, так как в процессе перекачки они не участвуют.

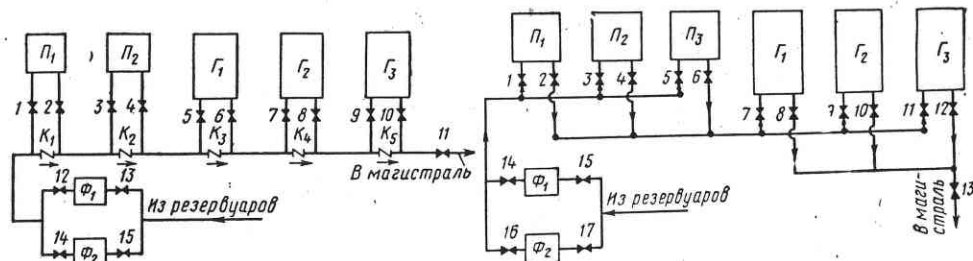


Рис. 2.7. Схема обвязки насосов на последовательную перекачку

Рис. 2.8. Схема обвязки насосов на параллельную перекачку

Остановимся далее на схемах движения нефти через насосы ПНС. Обвязка насосов позволяет вести перекачку по двум схемам: последовательной (рис. 2.7) и параллельной (рис. 2.8).

При последовательной перекачке нефть поступает из резервуаров, проходя через очистные фильтры Φ_1, Φ_2 . Подпорные насосы Π_1, Π_2 создают необходимый подпор для нормальной работы грузовых насосов $\Gamma_1, \Gamma_2, \Gamma_3$. В линии каждого насоса устанавливается обратный клапан ($K_1 - K_5$), не позволяющий нефти двигаться в обратном направлении. Для отключения насосов в линии обвязочных трубопроводов устанавливаются задвижки (1—15). Схема работы при параллельной обвязке понятна из рис. 2.8.

§ 5. РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕПРОВОДОВ И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ. РАССТАНОВКА НС ВДОЛЬ ФИКСИРОВАННОЙ ТРАССЫ ТРУБОПРОВОДА

Рассмотрим гидравлический расчет таких нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, по которым перекачиваются нефть и нефтепродукты, имеющие постоянную температуру по длине всего трубопровода. Такой режим перекачки называется изотермическим.

Определение диаметра трубопровода

Трубопровод выполняет свое назначение в том случае, если он обеспечивает перекачку необходимого количества нефтепродукта. Это количество зависит от ряда факторов: диаметра труб, давления, создаваемого в трубе на выходе из НС, расстановки НС по длине трубопровода, характеристик температуры перекачиваемого продукта. Взаимосвязь этих факторов настолько существенна, что изменение одного из них требует, как правило, изменения и остальных

(при условии сохранения постоянной пропускной способности). Если не требуется выполнения этого условия, то изменение любого из перечисленных факторов неизбежно приведет к изменению пропускной способности. Вследствие этой же взаимозависимости некоторые из факторов при выполнении технологических расчетов не могут быть определены однозначно, т. е. без учета влияния других факторов. Поэтому некоторые из них назначают на основе фактических данных, некоторые — на основе предшествующего опыта. Так, характеристики перекачиваемого нефтепродукта определяются на основе лабораторных исследований, температура окружающей трубопровод среды (грунта) — по фактическим замерам или по климатологическим справочникам.

Диаметр обычно назначают по опыту предшествующих трубопроводов. В табл. 2.3 приведены ориентировочные диаметры и давления на НС, при которых обеспечивается заданная пропускная способность.

Таблица 2.3

Пропускная способность нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

Нефтепроводы			Нефтепродуктопроводы		
Наружный диаметр, мм	Рабочее давление, кгс/см ²	Пропускная способность, млн. т/год	Наружный диаметр, мм	Рабочее давление, кгс/см ²	Пропускная способность, млн. т/год
530	54—65	6—8	219	90—100	0,7—0,9
630	52—62	10—12	273	75—85	1,3—1,6
720	50—60	14—18	325	67—75	1,8—2,3
820	48—58	22—26	377	55—65	2,5—3,2
920	46—56	32—36	426	55—65	3,5—4,8
1020	46—56	42—50	530	55—65	6,5—8,5
1220	44—54	70—78			

Диаметр можно найти, используя понятие о средней скорости течения жидкости в трубе:

$$v_{\text{ср}} = \frac{q}{F},$$

где $q = Q/(3,024 \cdot 10^7)$ — секундный объемный расход перекачиваемой жидкости; $F = \pi D_{\text{вн}}^2/4$ — площадь сечения трубы. Учитывая значения q и F получаем

$$D_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{4q}{\pi v_{\text{ср}}}}. \quad (2.19)$$

Среднюю скорость можно принимать ориентировочно равной 1—2 м/с. Имея заданную пропускную способность Q , по табл. 2.3 можно определить диаметр. Однако этот диаметр не всегда может оказаться лучшим. Дело в том, что и по трубам меньшего, и по трубам большего диаметра, чем выбранный по таблице, можно обеспечить перекачку заданного количества нефти или нефтепродукта. Конечно, при этом изменятся и расстановка, и число НС, и необходимое давление, а значит, и толщина стенок труб и ряд других показателей. Соответственно изменятся и стоимость строительства и затраты на эксплуатацию трубопровода. Поэтому задача о выборе диаметра труб — не только техническая, но и экономическая.

Потери напора по длине нефтепровода

Как уже отмечалось, движение любой жидкости (в том числе и нефти) в трубопроводе подчиняется формуле Бернулли (2.16). Отметим сначала некоторые особенности уравнения (2.16) применительно к напорному трубопроводу одного диаметра, выполненному из одного материала.

Поскольку условия протекания жидкости на каждой единице длины таких труб будут одинаковы, то потери напора на трение будут также одинаковы. Линия гидравлического уклона будет прямой. Поскольку движение жидкости

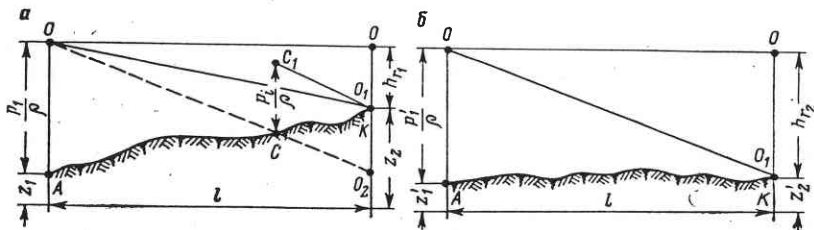


Рис. 2.9. Схемы к определению пропускной способности нефтепровода

в трубопроводе будет равномерным, то скорость ее движения будет одинаковой по всей длине, т. е.

$$\frac{v^2}{2g} = \text{const.} \quad (2.20)$$

Это означает, что линия O_2O_2 (см. рис. 2.1), называемая линией пьезометрического напора, будет по всей длине параллельна линии полного напора O_1O_1 , учитывающей не только напор p/ρ , создаваемый за счет избыточного давления, но и скоростной напор $v^2/2g$. Соответственно отрезок O_2O_2 будет равен отрезку $O_1O_1' = h_r$, т. е. падение пьезометрической линии O_2O_2 будет таким же, как и падение напорной линии O_1O_1 .

Как известно из курса гидравлики, потеря напора от трения по длине трубопровода является функцией нескольких величин: так называемого гидравлического сопротивления, характеризуемого коэффициентом λ , длины l и диаметра $D_{вн}$ трубопровода, скорости течения жидкости — и определяется по формуле Дарси — Вейсбаха

$$h_r = \lambda \frac{l}{D_{вн}} \frac{v^2}{2g} \quad (2.21)$$

Рассмотрим одну из важных особенностей течения жидкости по трубопроводу, определяющую гидравлический режим трубопровода при заданных пропускной способности Q , длине l и внутреннем диаметре $D_{вн}$ трубопровода.

Пусть заданы два продольных профиля участков местности, по которым должны быть проложены трубопроводы одинакового диаметра, из точки A в точку K (рис. 2.9). Давление, создаваемое на выходе из НС, одинаково на обоих трубопроводах и равно p . Давление в точке K — атмосферное, т. е. $p_2 = 0$. Если бы перекачивалась идеальная жидкость, то линия гидравлического уклона в обоих случаях была бы горизонтальной OO . Поскольку нефть является жидкостью реальной, то по длине трубопровода происходит уменьшение начального давления p или напора p/ρ , обусловленное потерями напора на трение. Соответственно в обоих случаях линии гидравлического уклона

будут иметь вид, показанный на рис. 2.9 сплошной линией OO_1 . По схеме рис. 2.9, б напор, созданный в начальной точке A , обеспечивает компенсацию потерь напора на трение и всех подъемов рельефа, а по схеме рис. 2.9, а линия гидравлического уклона встречается с линией трубопровода в точке C . Проанализируем этот случай. Чтобы нефть пришла в конечный пункт, потери напора на трение должны быть уменьшены так, чтобы линия гидравлического уклона по крайней мере коснулась точки K (линия OO_1 на рис. 2.9, а).

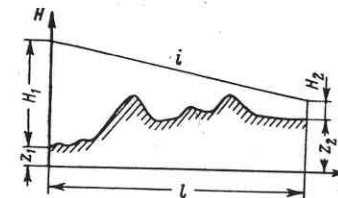


Рис. 2.10. Схема к определению гидравлического уклона

В соответствии с (2.16)

$$z_2' + \frac{p_2}{\rho} + h_{r_2} = z_2 + \frac{p_2}{\rho} + h_{r_1}, \quad (2.22)$$

так как по условию $p_2 = p_2' = 0$, то из (2.22)

$$z_2 - z_2' = h_{r_2} - h_{r_1}. \quad (2.23)$$

Поскольку $z_2 - z_2' > 0$, то $h_{r_2} > h_{r_1}$.

Обратимся теперь к формуле (2.21). При одинаковых (в соответствии с принятыми исходными данными) λ , l , $D_{вн}$

$$h_r = f\left(\frac{v^2}{2g}\right) \quad (2.24)$$

Следовательно, если по одному трубопроводу (см. рис. 2.9, б) пропускается заданное количество нефти Q со скоростью v_2 , то по другому трубопроводу (см. рис. 2.9, а) это количество нефти не пройдет, так как скорость движения ее v_1 уменьшится из-за преодоления геодезической высоты $z_2 - z_1$. Скорость v_1 можно найти по (2.21) при величине h_{r_1} , определяемой из (2.23).

Для того, чтобы пропустить по первому трубопроводу заданное количество продукта, необходимо увеличить скорость его движения до $v_1 = v_2$. Это можно сделать, создавая соответствующий гидравлический уклон i за счет установки насосной станции в точке C , поднимающей в трубопроводе напор до значения p/ρ , при котором линия гидравлического уклона C_1O_1 будет параллельна OO_2 .

Таким образом, при гидравлическом расчете трубопровода возникают две взаимосвязанные задачи: расстановка НС и определение гидравлического уклона, при которых обеспечивается пропуск необходимого количества нефти или нефтепродукта.

Приведем основные формулы для определения коэффициента гидравлического сопротивления λ . Как показано в гидравлике, λ зависит от режима течения: ламинарного или турбулентного. При ламинарном (струйном) течении λ определяется по Стоксу:

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}}, \quad (2.25)$$

где Re — критерий Рейнольдса. Ламинарный режим сохраняется до $Re \approx 2320$; при $2320 < Re < 2800$ существует так называемый переходный режим. Коэффициент λ при этом можно определять по формуле

$$\lambda = (0,16 Re - 13) \cdot 10^{-4}. \quad (2.26)$$

При $Re > 2800$, т. е. турбулентном режиме течения, коэффициент λ можно определять по формулам, приведенным в табл. 2.4.

[Таблица 2.4

Исходные данные для определения λ

Наружный диаметр труб, мм	$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}$	$\lambda = B + \frac{1,7}{Re^{0,25}}$	Коэффициент B	Наружный диаметр труб, мм	$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}$	$\lambda = B + \frac{1,7}{Re^{0,25}}$	Коэффициент B
	при числах Re	при числах Re			при числах Re	при числах Re	
108	6 000	400 000	0,018	530	73 000	3 200 000	0,013
159	10 000	700 000	0,0164	630	90 000	3 900 000	0,0126
219	13 000	1 000 000	0,0157	720	100 000	4 500 000	0,0124
273	16 000	1 200 000	0,0151	820	110 000	5 000 000	0,0123
325	18 000	1 600 000	0,0147	920	115 000	5 500 000	0,0122
377	23 000	1 800 000	0,0143	1020	120 000	6 000 000	0,0121
426	56 000	2 500 000	0,0134	1220	125 000	6 800 000	0,012

Примечания. Данные Гидротрубопровода. При числах Re , больших указанных в таблице, коэффициент гидравлического сопротивления остается постоянным. Расчетные формулы соответствуют условиям применения цельнотянутых труб диаметром до 377 мм со средней абсолютной шероховатостью 0,125 мм и сварных труб диаметром от 426 мм и более со средней абсолютной шероховатостью 0,1 мм.

Формулы для определения гидравлического уклона

Гидравлический уклон в соответствии с (2.18) можно охарактеризовать как

$$i = \frac{h_r}{l}, \quad (2.27)$$

где h_r — потери напора на трение, l — длина трубопровода.

Учитывая (2.21), получаем

$$i = \frac{\lambda}{D_{\text{вн}}} \frac{v^2}{2g}. \quad (2.28)$$

Используя геометрические построения (рис. 2.10), гидравлический уклон можно представить, учитывая (2.27), следующим образом:

$$i = \frac{H_1 - H_2 - \Delta z}{l}, \quad (2.29)$$

где $\Delta z = z_2 - z_1$.

Как уже отмечалось, иногда целесообразно прокладывать параллельно действующую нитку трубопровод — лупинг (см. рис. 2.4). Для обоих трубопроводов на участке установки лупинга гидравлический уклон будет одинаков:

$$i_n = i \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{D_{\text{л}}}{D_{\text{вн}}}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right]^{2-m}}, \quad (2.30)$$

где $D_{\text{л}}$ — диаметр лупинга; $D_{\text{вн}}$ — диаметр основной магистрали; i — гидравлический уклон трубопровода без лупинга; m — коэффициент, характеризующий режим течения (для ламинарного режима $m = 1$, для переходного режима $m = 0,25$, для турбулентного режима $m = 0$).

Определение числа и расстановка НС

Задача определения числа НС и их расстановка вдоль трубопровода связаны не только с технологическими параметрами, но и с прочностными характеристиками трубопровода. Основной нагрузкой на трубы является внутреннее давление, поэтому толщина их стенки определяется в основном этим давлением. Если известна толщина стенки труб δ , то, определив на основании прочностных расчетов внутреннее давление p , можно узнать предельное давление на выходе из каждой НС. Можно поступить иначе — задать расчетное давление на выходе из НС, а определять необходимую толщину стенки труб.

Определение числа НС

Пусть по прочностным характеристикам труба со стенкой δ допускает создание в ней внутреннего давления p . Напор, соответствующий этому давлению на выходе из НС:

$$H_{\text{ст}} = \frac{p}{\rho}. \quad (2.31)$$

На входе в НС давление не может быть нулевым. Для нормальной работы насосов головной станции требуется создание подпора Δh_1 для обеспечения безкавитационной работы первого насоса:

$$\Delta h_1 = \frac{p_1}{\rho}. \quad (2.32)$$

В конечной точке трубопровода должен быть создан напор h_2 , равный высоте продукта в приемном резервуаре. Для упрощения расчетов h_2 принимают обычно равным нулю. Имея в виду сказанное, можно составить уравнение баланса напоров для трубопровода полной длины:

$$\Delta h_1 + nH_{\text{ст}} = z_2 - z_1 + h_r, \quad (2.33)$$

где n — число НС; z_1, z_2 — расстояния от плоскости сравнения (обычно геодезическая отметка) соответственно начальной и конечной точек трубопровода; h_r — потери напора на трение.

Из (2.33)

$$n = \frac{z_2 - z_1 + h_r - \Delta h_1}{H_{\text{ст}}}. \quad (2.34)$$

Если не учитывать Δh_1 , то

$$n = \frac{z_2 - z_1 + h_r}{H_{\text{ст}}}. \quad (2.35)$$

Расстановка насосных станций

По методике, принятой в настоящее время, расстановка НС осуществляется так называемым графоаналитическим методом. Определив гидравлический уклон в трубопроводе по (2.29) или (2.30) и имея в виду (2.27), формулу (2.35) можно представить в несколько ином виде:

$$n = \frac{z_2 - z_1 + il}{H_{\text{ст}}}. \quad (2.36)$$

Далее задача заключается в расстановке n станций по длине l по известному продольному профилю трубопровода.

Пусть задан профиль (рис. 2.11), вдоль которого необходимо расставить насосные станции. Определив по (2.28) гидравлический уклон, от вертикали, проходящей через конечную точку трассы, строим линии этого уклона (OO и т. д.). Это построение выполняется до тех пор, пока одна из линий не коснется в каком-либо сечении профиля. Такая точка называется перевальной (точка $П$ на рис. 2.11). Расстояние от начала трубопровода до этой точки

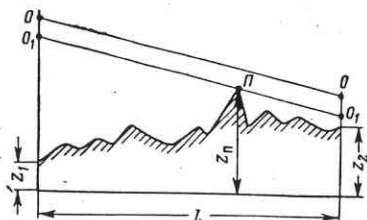


Рис. 2.11. Схема определения перевальной точки

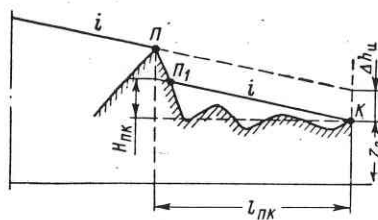


Рис. 2.12. Схема к расчету течения за перевальной точкой

называют расчетной длиной трубопровода. За перевальной точкой движение нефти осуществляется самотеком, и следовательно, все насосные станции должны быть размещены до перевальной точки. На рис. 2.12 изображен участок профиля за перевальной точкой. Проведя из конечной точки K линию i , видим, что для течения нефти на участке $П_1K$ достаточен напор, расходуемый на компенсацию потерь на трение, т. е.

$$H_{ПК} = il_{ПК}. \quad (2.37)$$

Из рис. 2.12 видно, что напор в точке $П$ больше необходимого (2.37) на величину Δh_n . Этот избыточный напор на участке трубопровода $ПП_1$ должен привести к увеличению скорости течения. Так как расход жидкости остается постоянным, то на участке $ПП_1$ жидкость будет заполнять не все сечение труб. Это подтверждается практикой эксплуатации.

Определив перевальную точку, расставляют НС по методу Шухова. Пусть задан профиль до перевальной точки (рис. 2.13), на котором необходимо разместить 3 НС. Отложив по вертикали от точки A $3H_{ст}$, проводим через точки $1, 2, 3$ прямые с уклоном i . Допустим, что линия $3П$ коснулась перевальной точки; тогда станции следует расставить в точках A, B и C . Однако такой случай встречается редко, чаще число n оказывается нецелым. Поэтому приходится ставить либо большее число станций, что экономически невыгодно, либо меньшее, но для компенсации недостающего напора прокладывать лупинги.

На рис. 2.14 показан профиль, на котором по (2.35) должно быть больше трех, но меньше четырех станций. Как и в предыдущем примере, по вертикали откладываем напор $3H_{ст}$ и через точку 3 проводим линию i . Чтобы линия i достигла перевальной точки, можно поставить лупинг на участке $3'П$ (рис. 2.14). Линия $33'П$ характеризует падение напора для случая, когда лупинг установлен на перегоне за $ЛНС_2$. Если разместить лупинг на начальном участке, то линия напора будет иметь вид $33''П$.

Формализация процесса расстановки НС

Графический метод расстановки НС чрезвычайно осложняет получение наилучшего решения задачи о выборе оптимальной трассы. Для использования методов оптимального проектирования при выборе наилучшей трассы необходимо формализовать рассмотренный метод таким образом, чтобы НС можно было расставить без графических построений. П. П. Бородавкиным и Б. И. Кимом предложен следующий алгоритм определения числа и расстановки НС, легко реализуемый на ЭВМ.

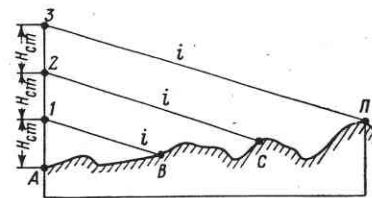


Рис. 2.13. Схема расстановки насосных станций

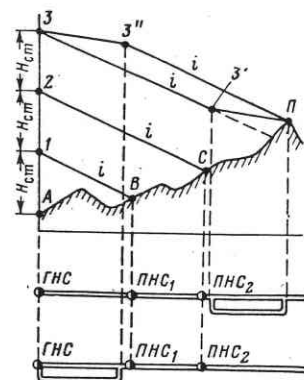


Рис. 2.14. Схема размещения лупингов

Запишем формулу (2.36) в виде

$$n = \frac{ix_n - z_0 + z_n}{H_{ст}}. \quad (2.38)$$

где x_n — координата перевальной точки; z_0, z_n — отметка начальной и перевальной точек; $H_{ст}$ — напор на выходе из НС.

Неизвестными величинами в (2.38) являются x_n и z_n , для определения которых необходимо исследовать профиль трассы нефтепровода на наличие перевальной точки. Рассмотрим произвольный профиль трассы длиной l , заданный координатами точек излома рельефа местности (рис. 2.15). Проведем из конечной точки трубопровода (x_k, z_k) заданную линию гидравлического уклона. Если на профиле имеются перевальные точки, то линия гидравлического уклона пересечет или коснется профиля трассы.

Из рисунка видно, что возможное превышение каких-либо точек профиля над линией

$$\Delta h_j = z_j - z_k - i(x_k - x_j), \quad (2.39)$$

где $j = 1, 2, 3, \dots, k$.

Рассмотрим следующие случаи:

$$\Delta h_j < 0; \quad \Delta h_j > 0; \quad \Delta h_j = 0. \quad (2.40)$$

В первом случае перевальная точка на профиле отсутствует. Отсюда $z_n = z_k$ и $x_n = l_{AK}$. Во втором случае перевальная точка находится среди некоторого числа точек с $\Delta h_j > 0$. Точка с максимальным значением Δh_j и будет перевальной, а ее координаты — искомыми величинами. В третьем случае перевальной будет точка с $\Delta h_j = 0$ и с минимальным для данного i значением x_j .

Алгоритм решения задачи определения числа НС при профиле трассы, заданном набором значений

$$x_0, y_0; x_1, z_1; x_2, z_2; \dots; x_k, z_k \quad (2.41)$$

и гидравлическом уклоне i можно описать следующим образом.

Первый шаг. Исключаем из (2.41) все точки с $z \leq z_k$.

Второй шаг. Для $x = x_{k-1}$ (если эта точка не исключена) определяем Δh_{k-1} . Если $\Delta h_{k-1} \geq 0$, то значения x_{k-1} , z_{k-1} и Δh_{k-1} заносим в специальный список, назовем его w , и исключаем из (2.41) точки с $z \leq z_{k-1}$. Если

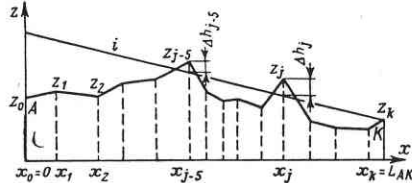


Рис. 2.45. Схема определения перевальной точки

$\Delta h_{k-1} < 0$, то исключаем эту точку, а заодно и все точки $z \leq z_{k-1}$ из (2.41) и из дальнейшего рассмотрения. Далее, для $x = x_{k-2}$ (если эта точка уже исключена, то рассматриваем $x = x_{k-3}$) определяем Δh_{k-2} . Аналогично, если $\Delta h_{k-2} \geq 0$, значения x_{k-2} , z_{k-2} и Δh_{k-2} заносим в список w и исключаем из (2.41) точки с $z \leq z_{k-2}$. Если $\Delta h_{k-2} < 0$, то исключаем эту точку, а вместе с ней и все точки $z \leq z_{k-2}$ из дальнейшего рассмотрения. Вычисления выполняем последовательно для всех $x_0 < x < x_k$.

Третий шаг. Рассматриваем список w . Если в нем не оказалось ни одного значения Δh_j , то $x_n = x_k$ и $z_n = z_k$. В противном случае (если в списке w имеются точки с $\Delta h_j \geq 0$) определяем $\max \Delta h_j$ и $\min x_j$, если $\Delta h_j = 0$.

Четвертый шаг. Определяем по (2.38) число НС n .

Уравнение линий гидравлического уклона для определения координат любой НС можно представить в виде

$$Z_j = -ix + (j-1)H_{ст} + z_0, \quad (2.42)$$

где j — порядковый номер НС; x — текущая координата.

Точки пересечения с профилем трассы и будут искомыми координатами (координаты первой станции $x = x_0$, $z = z_0$).

Число НС (n), определяемое по формуле (2.38), оказывается чаще всего дробным и округляется до ближайшего целого. При округлении числа НС в большую сторону, допустим до n' , необходимо уменьшить напор, приходящийся на каждую станцию, до

$$H'_{ст} = \frac{n}{n'} H_{ст}. \quad (2.43)$$

Координаты НС получим, определив точки пересечения линии (2.42) с профилем трассы при $H'_{ст}$ и $n' \geq j > 1$.

Рассмотрим случай, когда число НС округлено в меньшую сторону, предположим, до n^* . Уменьшение числа НС обычно компенсируют прокладкой лупинга, длина которого L^* . Стоимость сооружения лупинга, как и основной нитки, зависит от условий местности. Поэтому целесообразно разместить его по трассе так, чтобы стоимость строительства была наименьшей. Вычислим координаты НС по формуле (2.42) при всех $n^* \geq j > 1$ и обозначим их через $(x_j,$

$z_j)$. Прокладка лупинга позволяет изменить положение промежуточных НС в некоторых пределах. Для определения границ возможного расположения НС воспользуемся уравнением

$$Z_j' = -ix + (j-1)H_{ст} + L^* (i - i_l) + z_0, \quad (2.44)$$

соответствующим размещению лупинга на любом перегоне между НС (здесь i_l — гидравлический уклон лупинга).

Обозначим точки пересечения линии (2.44) с профилем трассы через (x_j^*, z_j^*) . Исследуем далее условия местности на участке прокладки лупинга длиной L^* перед точками $x_2^*, z_2^*; x_3^*, z_3^*; \dots; x_n^*, z_n^*$ и x_n, z_n . Поскольку величина $i_l < i$, то на некоторых участках перед НС может оказаться локальная перевальная точка. В этих случаях для определения стоимости сооружения лупинга необходимо рассматривать участок местности длиной $x_{jn} - x_j^*$, где x_j^* — решение уравнения (2.44) и уравнения линии гидравлического уклона, проходящей через локальную перевальную точку (обозначим ее x_{jn}, z_{jn}):

$$Z_{jn} = i_l (x_{jn} - x) + z_{jn}.$$

Если для прокладки лупинга выбран участок перед концевой или перевальной точкой трубопровода, то окончательными координатами НС будут x_j, z_j , а если этот участок выбран перед второй НС, то ее координатами будут x_j^*, z_j^* . В остальных случаях координаты НС определяются соответствующими расчетами.

Алгоритм решения задачи расстановки НС при заданном профиле трассы (2.41) и гидравлических уклонах в магистрали и лупинге описывается следующим образом.

Первый шаг. Определяем координаты второй НС по формуле (2.42) при $j = 2$. Для этого вычисляем $Z_{2,1}$ при $x = x_1$ и сравниваем с z_1 .

Если $Z_{2,1} < z_1$, то, интерполируя Z_2 в интервале $x_0 < x < x_1$, находим x_2 и z_2 .

Если $Z_{2,1} = z_1$, то вычисляем $Z_{2,2}$ при $x = x_2$ и сравниваем с z_2 . Если $Z_{2,2} < z_2$, то $x_2 = x_1$ и $z_2 = z_1$. Если $Z_{2,2} > z_2$, то вычисляем $Z_{2,3}$ при $x = x_3$ и сравниваем с z_3 и т. д.

Если $Z_{2,1} > z_1$, то вычисляем $Z_{2,2}$ и сравниваем с z_2 . Продолжаем таким образом вычисления для всех $x_0 < x < x_n$ до тех пор, пока не найдем x_2 и z_2 . Затем при $j = 3$ и $x_2 < x < x_n$ определяем x_3 и z_3 и т. д.

Второй шаг. Аналогичным образом вычисляем x_j^*, z_j^* по формуле (2.44).

Третий шаг. Исследуем по исходной информации условия местности на участке длиной L^* перед точками $x_2^*, z_2^*; x_3^*, z_3^*; \dots; x_n^*, z_n^*, x_n, z_n$. Вычисляем стоимости прокладки лупинга на каждом из этих участков и выбираем наилучший, т. е. тот, которому соответствуют наименьшие затраты.

Координатами насосных станций, находящихся до лупинга, будут $x_1, z_1; x_2, z_2; \dots; x_{j-1}, z_{j-1}$, а для станций, расположенных после лупинга, — $x_j^*, z_j^*; \dots; x_n^*, z_n^*$, где j^* — номер НС, перед которой размещен лупинг.

При целом числе станций или округлении n в большую сторону решение заканчивается первым шагом.

§ 6. ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕПРОВОДА

Задача определения оптимального соотношения между числом НС, протяженностью и диаметром лупинга формулируется следующим образом.

Задано положение трассы нефтепровода. Стоимость строительства линейной части магистральной (основной) нитки вдоль нее w_1 . Требуется рассчитать

число станций, длину и диаметр лупинга, при которых стоимость их сооружения будет минимальной.

Полная стоимость строительства нефтепровода

$$w = w_{\tau} + (n_0 - 1)w_{п.с} + w_{г.с} + f \sum_1^{\alpha} \sum_1^{\beta} (l_j w_j), \quad (2.45)$$

где n_0 — число НС при соответствующих длине и диаметре лупинга; $w_{п.с}$ — стоимость сооружения промежуточной НС; $w_{г.с}$ — стоимость сооружения головной НС; f — коэффициент снижения стоимости строительства лупинга по сравнению с основной ниткой; l_j — протяженность участка местности j -й категории; w_j — стоимость прокладки трубопровода данного диаметра на единице местности j -й категории; α — число лупинговых участков; β — число участков местности различных категорий на одном лупинговом участке.

Значения w_{τ} и $w_{г.с}$ для всех рассматриваемых вариантов перекачки по заданной трассе являются постоянными. Поэтому выражение (2.45) можно записать в виде

$$w' = (n_0 - 1)w_{п.с} + f \sum_1^{\alpha} \sum_1^{\beta} (l_j w_j). \quad (2.46)$$

Таким образом, задача оптимизации заключается в определении параметров, при которых значение w' минимально.

Возможны следующие расчетные случаи:

вся расчетная длина лупинга располагается на одном участке;

вся расчетная длина лупинга располагается на нескольких участках.

Первый расчетный случай. Длина лупинга вычисляется по формуле

$$L = H_{ст} \frac{n - n_0}{i - i_{л}}, \quad (2.47)$$

где n — расчетное число НС; $i_{л}$ — гидравлический уклон лупинга. Подставляя выражение (2.30) в (2.47), получаем

$$L = \frac{H_{ст} (n - n_0)}{i \left\{ 1 - \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{D_{л}}{D_{вн}} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} \right]^{2-m}} \right\}}. \quad (2.48)$$

Выражение (2.48) представляет собой зависимость между числом НС, длиной и диаметром лупинга. Необходимо отметить, что n_0 в (2.48) не всегда может принимать все значения в интервале от 1 до n^* . При любом $i_{л}$ существует предельное число станций, ниже которого перекачка по нефтепроводу становится невозможной даже при наличии лупинга. Обозначим это число через n_{\min} . Определить его можно из следующего соотношения:

$$n_{\min} = \frac{i_{л} x'_{п} - z_0 + z'_{п}}{H_{ст}}, \quad (2.49)$$

где $x'_{п}$, $z'_{п}$ — координаты перевальной точки при гидравлическом уклоне лупинга $i_{л}$. Округлив его в большую сторону, получим минимально возможное число станций при заданном значении $i_{л}$.

Для определения оптимальных параметров поступаем следующим образом. Выбираем несколько значений $D_{л}$ вблизи D из дискретного ряда стандартных

диаметров. Обозначим их $D_{л1}$, $D_{л2}$, ..., $D_{лк}$, где k — число рассматриваемых диаметров. Вычисляем $i_{л}$ и n_{\min} по формулам (2.30) и (2.49) при $D_{л} = D_{л1}$. Затем определяем необходимую длину лупинга по (2.48) последовательно при всех значениях $n^* \geq n_0 \geq n_{\min}$. Получим соответственно $L_{n_{\min}}$, $L_{n_{\min}+1}$, $L_{n_{\min}+2}$, ..., L_{n^*} .

Далее осуществляем расстановку НС из условия минимума затрат на прокладку лупинга последовательно для всех n_0 и вычисляем соответствующие им значения w'_1 по формуле (2.46). Аналогично вычисляем w'_2 при $D_{л} = D_{л2}$,

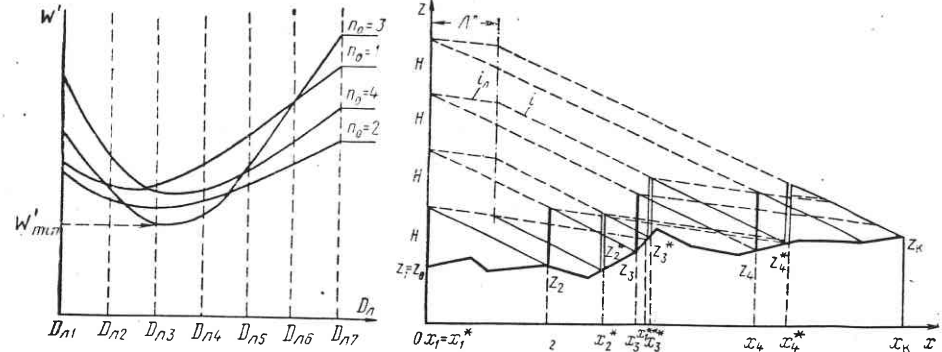


Рис. 2.16. Зависимость стоимости строительства нефтепровода от числа НС и диаметра

Рис. 2.17. Схема размещения лупингов и НС

затем $D_{л} = D_{л3}$ и т. д. до $D_{л} = D_{лк}$. Сравниваем полученные значения w' для всех диаметров и выявляем из них наименьшее. Параметры, которым соответствует $\min w'_k$, и будут оптимальными для данного нефтепровода.

Эту задачу можно решить графически. В системе координат, в которой ось абсцисс соответствует $D_{л}$, а ось ординат — w' , на прямой $D_{л} = D_{л1}$ откладываем значения w' , вычисленные по (2.46) при всех $n^* \geq n_0 > n_{\min}$ и $D_{л} = D_{л1}$ (рис. 2.16). Точно так же на прямой $D_{л} = D_{л2}$ откладываем все значения w' при $D_{л} = D_{л2}$. Далее соединяем плавной кривой точки, которым соответствует одинаковое число НС. Получим графики зависимости $w' = \varphi(D_{л})$ при $n_0 = \text{const}$. Определив значение $D_{л}$, при котором функция w' достигает своего «минимального» значения, получим оптимальное соотношение между n_0 , L и $D_{л}$ (поскольку $D_{л}$ принимает только дискретные значения, то минимум функции не является абсолютным).

Второй расчетный случай. Вычисляем длину лупинга L^* по (2.48) при $n = n^*$ для всего рассматриваемого диапазона диаметров $D_{лк}$. Затем проводим расстановку НС и находим (x_j, z_j) и (x'_j, z'_j) при определенном значении $D_{л}$, допустим, $D_{л} = D_{л1}$ (рис. 2.17).

Перекачку от первой, а также от любой j -й до r -й НС и конечной точки трассы, где $n^* \geq r \geq j + 1$, можно осуществлять с помощью лупинга. Необходимая при этом длина лупинга

$$L_{j-r} = \frac{(r-j-1)H_{ст}}{i - i_{л}} + L^* \tau, \quad (2.50)$$

где $\tau = \begin{cases} 0 & \text{— для НС, расположенных в } x_j, z_j \text{ и } x_r, z_r \text{ или } x_j^*, z_j^* \text{ и } x_r^*, z_r^* \\ & \text{соответственно;} \\ 1 & \text{— для НС, расположенных в } x_j, z_j \text{ и } x_r^*, z_r^*; \\ -1 & \text{— для НС, расположенных в } x_j^*, z_j^* \text{ и } x_r, z_r. \end{cases}$

Перевальная (концевая) точка трассы условно рассматривается как r^* станция с координатами $x_{r^*} = x_n, z_{r^*} = z_n$.

Уравнение линии гидравлического уклона на лупингованном участке между j -й и r -й НС имеет вид

$$Z_{j-r} = \begin{cases} i_n(x_j - x) + z_j + H_{ст}, \\ i_n(x_j^* - x) + z_j^* + H_{ст} \end{cases} \quad (2.51)$$

соответственно для НС, находящихся в точках (x_j, z_j) и (x_j^*, z_j^*) .

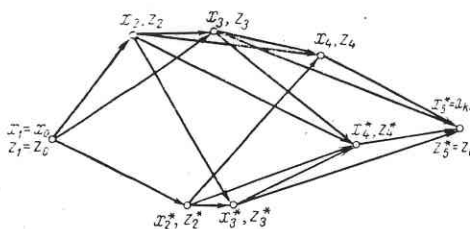


Рис. 2.18. Схема выбора оптимальных параметров нефтепровода

Из этих уравнений видно, что перекачка от НС, расположенных в точках (x_j, z_j) , возможна только до НС с координатами $x_{j+1} \leq x_r, x_r^* \leq x_j^*$, а от НС, расположенных в точках (x_j^*, z_j^*) , — только до НС с координатами $x_{j+1}^* \leq x_r, x_r^* \leq x_j^*$, где x_j^* и x_j^{**} — абсциссы точек пересечения (2.51) с профилем трассы.

Теперь определяем оптимальное соотношение между числом НС, лупингованных участков и их длинами; например, при $D_{л} = D_{л1}$. Решение этой задачи аналогично поиску оптимальной траектории на сетке, если ввести в рассмотрение следующие понятия: узел — точка, в которой может быть помещена НС согласно гидравлическому расчету, например x_j, z_j и x_j^*, z_j^* ; дуга — направленный отрезок, соединяющий два узла; путь — последовательность примыкающих друг к другу дуг; сосед узла (x_j, z_j) — узел, до которого возможна перекачка от точки (x_j, z_j) только за счет станции, находящейся в нем, или же за счет станции в сочетании с лупингом.

В соответствии с принятыми определениями на рис. 2.18 изображена схема для поиска наилучшего варианта перекачки по трубопроводу. Поиск оптимального варианта по схеме можно осуществлять, рассматривая процесс перехода от начальной точки трассы до перевальной (концевой) как многошаговый. Стоимость любого пробного пути по схеме равна сумме стоимостей сооружения станций и лупингов, принадлежащих этому пути, и вычисляется по формуле (2.46). В результате решения получим оптимальные параметры нефтепровода при $D_{л} = D_{л1}$.

Точно так же вычисляем значения w' при $D_{л} = D_{л2}, D_{л} = D_{л3}, \dots, D_{л} = D_{лk}$. Получаем ряд значений w'_k . Определив наименьшее из них, находим оптимальное соотношение между числом станций, числом и протяженностью лупингованных участков, диаметром лупингов, а также распределение лупингов по заданной трассе.

§ 7. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНАЯ ПЕРЕКАЧКА РАЗЛИЧНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО ОДНОМУ ТРУБОПРОВОДУ

Нефти даже с одного месторождения иногда существенно различаются по свойствам, и соответственно этим различиям из одних более выгодно получать моторные масла, из других — продукты легких фракций. Строить отдельные трубопроводы для доставки этих нефтей от мест добычи к местам переработки нецелесообразно, равно как и нецелесообразно строить самостоятельные трубопроводы для доставки отдельных партий бензина, дизтоплива и т. п. с нефтеперерабатывающих заводов к потребителям. Как уже отмечалось в § 4, в таких случаях перекачка осуществляется по одному трубопроводу — последовательно. При последовательной перекачке необходимо решить две основные задачи: энергетическую, связанную с обеспечением движения нефтепродуктов по одному трубопроводу, и задачу сохранения стандартных свойств отдельных нефтепродуктов.

Решение энергетической задачи позволяет выбрать наилучшие режимы перекачки (расстановка насосных станций, схемы работы основного перекачивающего оборудования на НС). Вторая задача возникает в связи с тем, что при последовательной перекачке образуются зоны смеси различных нефтепродуктов. Каков объем смеси, каким образом контролировать процесс смешения при движении нефтепродуктов — эти и ряд других менее существенных вопросов возникает при последовательной перекачке. Допустимые концентрации примесей одних нефтепродуктов в других приведены в табл. 2.5.

Допустимые концентрации примесей, %

Таблица 2.5

Нефтепродукт	Бензин А-66	Дизтопливо ДЛ	Дизтопливо ДЗ	Реактивное топливо ТС-1	Керосин тракторный
Бензин А-66	Любое количество	0,5	1	3	1
Дизтопливо ДЛ (летнее)	0		0,5	1	0,5
Дизтопливо ДЗ (зимнее)	0,5	55		6	10
Реактивное топливо ТС-1	0	1	5		Любое количество
Керосин тракторный	3	1,5	3	Любое количество	

Трубопровод должен обеспечить пропуск любого нефтепродукта из намечаемых к последовательной перекачке. Поэтому расстановка НС, диаметр трубопровода, длины и диаметры лупингов должны быть определены для обеспечения перекачки наиболее тяжелого нефтепродукта с заданным расходом (количеством жидкости, перекачиваемой в единицу времени). Число НС определяется для наиболее тяжелого нефтепродукта по (2.35), в которое входит $H_{ст}$ (2.31). Допустим, что вслед за продуктом с плотностью ρ_1 идет продукт с ρ_2 , причем $\rho_1 > \rho_2$. Соответственно $H_{ст1} < H_{ст2}$ при одинаковом давлении, создаваемом насосами. Определив по (2.35) число станций $n = n_1$ для $H_{ст1}$, а затем для $H_{ст2}$ $n = n_2$, получим $n_2 < n_1$. Следовательно, насосное оборудование, установленное для перекачки тяжелого и вязкого продукта, будет излишне мощным для более легкого продукта.

Поэтому при последовательной перекачке приходится регулировать работу насосного оборудования в зависимости от вида проходящего через НС нефтепродукта таким образом, чтобы обеспечить наилучшие условия перекачки. Имеется и ряд особенностей, которые рассматриваются в специальных разделах гидравлики трубопроводов.

Последовательная перекачка осуществляется циклически, т. е. в определенные промежутки времени последовательно закачиваются в трубопровод все нефтепродукты. Для такой закачки на головной насосной станции (ГНС) должен быть соответствующий резервуарный парк. Объем его резервуаров должен обеспечивать бесперебойную подачу нефтепродуктов в трубопровод.

Объем резервуаров определяют в зависимости от количества последовательно перекачиваемых нефтепродуктов и числа циклов их смены. Обозначим Π — число циклов в году, N_k — продолжительность перекачки одного вида продукта k . Будем считать, что трубопровод работает 350 дней в году. Конечно, создавать емкости для хранения каждого вида нефтепродукта нецелесообразно, так как при закачке какого-либо нефтепродукта в трубопровод емкости будут оставаться порожними. Поэтому объем резервуаров определяют из условия, что резервуары попеременно используются для закачки различных нефтепродуктов.

Пусть Q_b — объем поступления продукта b с завода; пока в трубопровод закачивается из резервуаров продукт a , продукт b должен накапливаться в резервуарах, вместимость которых

$$V_b = \frac{Q_b}{350} \frac{N_a}{\Pi} \quad (2.52)$$

где N_a — число дней закачки нефтепродукта a ; $Q_b/350$ — суточное поступление продукта b на ГНС.

Вместимость резервуаров, в которых находится продукт a ,

$$V_a = \frac{Q_a}{350} \frac{N_b}{\Pi} \quad (2.53)$$

где Q_a — объем перекачки продукта a .

Суммарная вместимость резервуаров ГНС при двух видах последовательно перекачиваемых продуктов

$$V_2 = V_a + V_b = \frac{Q_a N_b + Q_b N_a}{350 \Pi} \quad (2.54)$$

Аналогично рассуждая, можно получить выражения для трех, четырех и большего числа нефтепродуктов. При произвольном числе их k общую вместимость емкостей можно определить из условия

$$V = V_a + V_b + \dots + V_k \quad (2.55)$$

Очевидно, такая же вместимость резервуаров должна быть и на конечном пункте трубопровода (при условии, что отсутствует отбор нефтепродуктов по пути). По определенному суммарному объему проводят необходимые расчеты, связанные со строительством резервуарного парка (выбор типа резервуаров, их числа, размещение в плане и т. п.).

Наряду с определением вместимости при последовательной перекачке необходимо определить длину участка смесеобразования в трубопроводе, поскольку смесь, не удовлетворяющая показателям, приведенным в табл. 2.5, должна отбраковываться. Различными научно-исследовательскими и производственными организациями проведены многочисленные исследования с целью

получения зависимостей, позволяющих определять длину участка смесеобразования и относительное содержание двух компонентов в смеси (концентрации). Пока еще не получено такой универсальной зависимости. Между тем своевременное и правильное разделение смеси по концентрации связано со своевременным переключением задвижек и направлению смеси той или иной концентрации в соответствующий резервуар. Несвоевременное выполнение этих операций приводит к потерям нефтепродуктов. На практике применяют различные методы и приборы контроля за составом смеси: плотномеры, меченые атомы (радиоактивный метод), метод измерения скорости распространения ультразвука, метод измерения диэлектрической постоянной.

Для уменьшения длины участка смесеобразования применяют различные устройства, отделяющие одну жидкость от другой. Это дисковые разделители, манжетные, шаровые и др. Однако опыт эксплуатации их показывает, что применение разделителей не предотвращает полностью смесеобразования, а шаровые разделители, например, могут обгонять зону контакта или отставать от нее, способствуя иногда увеличению объема смеси даже по сравнению с перекачкой без разделителя.

§ 8. ОСОБЕННОСТИ ПЕРЕКАЧКИ ВЫСОКОВЯЗКИХ И ЗАСТЫВАЮЩИХ НЕФТЕЙ

Как было сказано в § 3, некоторые нефти обладают высокой вязкостью. Если попытаться транспортировать такие нефти без уменьшения вязкости, то для некоторых из них такая перекачка практически невозможна, для других — сильно затруднена. Поэтому применяют различные меры для уменьшения вязкости. В настоящее время наиболее распространены такие методы, как подогрев, смешение с маловязкими нефтепродуктами или водой, добавление различных присадок.

Подогрев нефти («горячая» перекачка)

Подогрев проводится на специально сооружаемых тепловых станциях. Таким образом, в отличие от изотермических нефтепроводов при расчете «горячих» нефтепроводов необходимо определять и расстановивать не только насосные, но и подогревательные станции. Схема такого нефтепровода изображена на рис. 2.19. Нефть с промыслов поступает в резервуары 1, оборудованные подогревателями (обычно паровыми), далее насосами 2 нефть пропускается через подогреватель 3 и далее в насосную станцию 4. На перегоне между НС 4 и 8 с подогревателем 7 может потребоваться установка подогревательных станций 5, 6.

Основной особенностью гидравлического расчета горячего трубопровода является то, что линия гидравлического уклона не прямая, как при изотермическом режиме (см. § 5), а кривая. В каждой точке по длине трубопровода гидравлический уклон (характеризуется тангенсом угла между горизонталью и касательной к кривой гидравлического уклона) можно определить по формуле

$$i = \rho \frac{Q^{2-m} v_f^m}{D_{вн}^{5-m}} \left(\frac{v_{ст}}{v_f} \right)^{\frac{m}{3}} \quad (2.56)$$

где Q — объемный расход; $D_{вн}$ — внутренний диаметр; v_f — коэффициент кинематической вязкости при средней температуре нефти $t_{ср} = 1/2 (t_n + t_k)$,

t_n, t_k — температура нефти в начальном и конечном сечениях рассматриваемого участка; $\nu_{ст}$ — кинематическая вязкость при температуре нефти, равной температуре стенки трубы; m — коэффициент, характеризующий режим течения (см. § 7); $\beta = 128/(\pi g)$ при $m = 1$ и $\beta = 0,241/g$ при $m = 0,25$.

Имея в виду (2.18), из (2.56) получаем для неизотермического режима:

$$dh_{r \text{ н. п.}} = \beta \frac{Q^{2-m} \nu_f^m}{D_{вн}^{5-m}} \left(\frac{\nu_{ст}}{\nu_f} \right)^{\frac{1}{3}} ds. \quad (2.57)$$

Интегрируя (2.57), можно получить падение напора на трение на рассматриваемом участке.

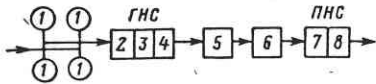


Рис. 2.19. Схема трубопровода «горячей» перекачки

При изотермическом режиме $\nu_{ст} = \nu_f$ и

$$h_{r \text{ н. п.}} = \beta \frac{Q^{2-m} \nu_f^m}{D_{вн}^{5-m}} L, \quad (2.58)$$

а при неизотермическом, учитывая (2.58),

$$h_{r \text{ н. п.}} = h_{r \text{ н. п.}} \Delta, \quad (2.59)$$

где Δ — поправочный коэффициент на неизотермичность, определяемый по формуле

$$\Delta = \frac{Q \rho c_n}{\pi D k l} e^{um(t_n - t_0)} \left\{ Ei \left[-u \left(m - \frac{1}{3} \frac{k}{\alpha_1} \right) (t_n - t_0) \right] - Ei \left[-u \left(m - \frac{1}{3} \frac{k}{\alpha_1} \right) (t_k - t_0) \right] \right\}, \quad (2.60)$$

где ρ — плотность нефти; c_n — теплоемкость нефти; k — коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду (грунт); l — длина трубопровода между тепловыми станциями; t_0 — температура окружающей среду; Ei — обозначение интегральной показательной функции; α_1 — внутренний коэффициент теплопередачи, $\alpha_1 = 50 \div 400$ Вт/(см²·°С); u — коэффициент, определяемый экспериментально.

Для определения Δ необходимо знать изменение температуры по длине трубопровода. Температуру t для любого сечения x можно найти по формуле Шухова

$$t = t_0 + (t_n - t_0) e^{-\frac{\pi k D_n x}{Q \rho c_p}}, \quad (2.61)$$

где D_n — наружный диаметр труб.

При расстановке НС и тепловых станций (ТС) расчет начинают от начального участка, где известна начальная температура нефти. По (2.61) рассчитывают падение температуры по длине, а по (2.59) — падение напора. В результате получают кривые падения t и H (рис. 2.20). На выходе из ГНС известна тем-

пература нефти $t_{н1}$ и напор $H_{ст}$. Сначала рассчитывают падение температуры; в сечении, где t достигнет предельно допустимого значения t_k , устанавливают ТС с подогревом нефти до $t_{н2}$. Определяют падение напора h_{r1} на участке l_1 . Далее определяют падение температуры на втором и третьем участках и рассчитывают падение напоров на участках l_2 и l_3 . В сечении $x = l$, где линия падения напоров пересечет рельеф, необходимо ставить насосную и тепловую станции, если нефть будет транспортироваться дальше. В сечениях $x = l_1, x = l_1 + l_2$ ставят только тепловые станции.

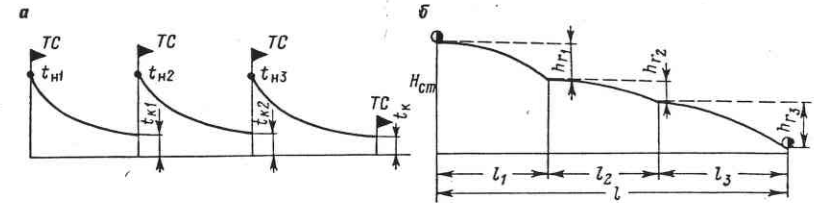


Рис. 2.20. Линии падения температур (а) и напоров (б)

Перекачка с разбавителями и водой

В качестве разбавителей применяют конденсаты, бензины, керосин, маловязкую нефть. Расчет таких нефтепроводов ведется так же, как изотермических с соответствующими характеристиками вязкости.

Перекачка высоковязких нефтей с водой заключается в том, что в трубопровод закачивают водонефтяную смесь. Нефть должна быть в воде в виде эмульсии (смесь «нефть в воде»), при этом вязкость такой смеси обеспечивает возможность транспорта ее без подогрева. Однако при некоторой скорости движения смеси может образоваться смесь типа «вода в нефти». Вязкость этой смеси может быть даже больше вязкости нефти. Поэтому в смесь добавляют так называемые поверхностно-активные вещества (ПАВ), которые уменьшают возможность образования такой смеси.

§ 9. ПЕРЕКАЧКА ГАЗА ПО ТРУБОПРОВОДАМ

Особенности перекачки газа по трубопроводам

Перекачка газа по трубопроводам имеет ряд существенных отличий от перекачки нефти и нефтепродуктов. Эти отличия определяются прежде всего отличиями свойств газа от свойств жидкости. Сильная сжимаемость газа и значительное изменение его температуры при сжатии приводит к изменению режима работы газопроводов. Это вызывает ряд отличий в методах строительного проектирования и технологии строительства газопроводов и нефтепроводов.

В настоящее время практически весь объем газов транспортируется по трубопроводам в газообразном состоянии. Газ с месторождения поступает в трубопровод под пластовым или несколько сниженным давлением. В отличие от нефтепроводов часто не требуется головной перекачивающей станции — компрессорной. Первая КС сооружается на расстоянии 150—200 км от начала газопровода. На КС осуществляется сжатие газа до давления, обеспечивающего дальнейшее движение газа с заданной пропускной способностью. Температура газа на выходе из КС при этом поднимается до 80—100°С, что

усложняет статические условия работы трубопроводных конструкций—приводит к выпучиванию труб из грунта, потере устойчивости и даже разрушению. Повышение температуры газа приводит к уменьшению пропускной способности газопровода. Очень опасно повышение температуры газа для трубопроводов, сооружаемых в условиях вечномерзлых грунтов. Для уменьшения и предотвращения температурного воздействия газопроводов на мерзлые грунты на новых газопроводах применяют охлаждающие установки на КС; с их помощью температура газа, поступающего в газопровод после компримирования (сжатия) будет не выше -1°C . При этом мерзлый грунт не будет оттаивать и условия работы трубопровода будут сохраняться постоянными. При охлаждении газа одновременно увеличивается пропускная способность газопровода. В проектных и научно-исследовательских организациях рассматривается возможность транспорта глубокоохлажденного газа до -100°C . По охлажденному до таких температур газопроводу можно перекачивать почти в два раза больше газа, чем по неохлажденному (при одинаковых диаметрах) (табл. 2.6). Однако одновременно возникает ряд проблем, связанных со строительством. Необходимо применение специальных сталей, сохраняющих пластичность при низких температурах, специальной охлаждающей аппаратуры, кранов и т. п. Многие из этих проблем еще далеки от решения, поэтому реализация идей транспорта охлажденного газа потребует выполнения значительных научных, экспериментальных и конструкторских работ.

Таблица 2.6

Пропускная способность газопровода Q диаметром 1420 мм при различных рабочих давлениях p , уровнях охлаждения t и шаге между компрессорными станциями L (степень сжатия на КС $\varepsilon = 1,45$)

p , кгс/см ²	Q , млрд. м ³ /год при L , км											
	50			80			100			120		
	при t , °C											
	+40	-30	-70	+40	-30	-70	+40	-30	-70	+40	-30	-70
55	35,2	42	51,7	29,2	33,2	37,5	26,3	29,8	33,9	23,8	27,1	33
75	44,8	55,6	—	37,5	45	66,2	33	42	58,8	30	76	54,4
100	66	83	124	52,6	65,5	98	46,8	58,5	87,5	42,9	53,5	80
120	78,4	101	142	61,8	79,5	113	55,8	71,5	100,8	50,7	65,5	91,5
150	99,1	127,5	166,8	79	100,1	130,1	69,8	89,9	120	63,5	81,6	107

Наконец, по газопроводам можно транспортировать сжиженные углеводородные газы и газы, являющиеся сырьем для химической промышленности. Природный газ сжижается на специально сооружаемых заводах по сжижению газа. Сжиженный газ получают из природных нефтяных газов (попутные), а также «жирных» природных газов. Сжиженные газы (СГ) из нефтяных газов состоят в основном из пропана и бутана, СГ из природных газов — пропана, бутана и незначительного количества пентана и этана. Так как СГ являются кипящими жидкостями, то их можно транспортировать и хранить лишь при соответствующем для конкретной температуры давлении. Так, при температуре $t = 10-12^{\circ}\text{C}$ давление паров пропана составляет 8 кгс/см², при $t = 30^{\circ}\text{C}$ — 14 кгс/см². Гидравлический режим СГ не отличается от режима

перекачки нефти и нефтепродуктов. Однако специфичность таких свойств СГ, как быстрая испаряемость и взрываемость газовой смеси, требует особых методов транспорта и хранения. При транспортировке особые меры должны приниматься к герметизации труб, задвижек и различных соединений.

Подготовка природного газа к дальнему транспорту

Газ, попадающий на головные сооружения магистрального газопровода со сборных пунктов промысла, содержит механические примеси (песок, пыль, металлическую окалину и др.) и жидкости (пластовую воду, конденсат, масло). Перед подачи в газопровод его очищают и осушают, так как без предварительной подготовки он будет засорять трубопровод, вызывать преждевременный износ запорной и регулирующей аппаратуры, нарушать работу контрольно-измерительных приборов. Твердые частицы, попадая в компрессорные установки, ускоряют износ поршневых колец, клапанов и цилиндров. В центробежных нагнетателях они ускоряют износ рабочих колес и самого корпуса нагнетателя. Жидкие примеси, скапливаясь в пониженных местах газопровода, будут сужать его сечение, способствовать образованию гидратных и гидравлических пробок.

Для очистки газа от механических примесей применяют горизонтальные и вертикальные сепараторы, цилиндрические масляные и циклонные пылеуловители. В сепараторах происходит отделение примесей от газа. По принципу действия сепараторы делятся на объемные (гравитационные) и циклонные. В гравитационных аппаратах примеси оседают вследствие резкого изменения направления потока газа при одновременном уменьшении скорости его движения. В циклонных установках используются центробежные силы инерции, возникающие в камере при входе газа по тангенциальному вводу. Масляные цилиндрические пылеуловители представляют собой вертикальные цилиндрические сосуды со сферическими днищами. На головных сооружениях магистрального трубопровода их устанавливают группами в зависимости от необходимой пропускной способности. Размеры пылеуловителей по диаметру от 100 до 2400 мм, по высоте от 5,8 до 8,8 м. В пылеуловителе имеются устройства, обеспечивающие контактирование газа с маслом и отделение твердых и жидких частиц от газа. Оседающий в пылеуловителе шлам периодически удаляют, загрязненное масло заменяют.

Осушку газа на головных сооружениях осуществляют адсорбционным способом (с жидкими и твердыми поглотителями). Газ после пылеуловителей попадает в адсорберы, где очищается от взвешенных капель жидкости и водяных паров путем активного контакта с адсорбентом, чаще всего диэтиленгликолем.

В последнее время применяют осушку газа твердыми поглотителями. Адсорбентами являются активированная окись алюминия, флюорит, боксит, силикагель и другие реагенты. Установка такой осушки состоит из группы адсорберов (не менее двух), подогревателя газа и теплообменников. Влажный газ после очистки от пыли поступает в адсорбер, где проходит через один или несколько слоев адсорбента. Периодически часть адсорберов отключают от системы для регенерации адсорбента.

Для отделения от газа конденсата и воды с успехом используют низкотемпературную сепарацию, особенно при отборе газа из месторождений с высоким пластовым давлением. Газ из скважин подводят к установке и направляют во влагосорбник для предварительной очистки. Затем в теплообменнике проис-

ходит его охлаждение холодным газом из сепаратора и выделение части жидкости в гидроуловитель. Далее, пройдя через штуцер, газ дросселируется, температура его снижается, и в следующем сепараторе оставшаяся жидкость выделяется. В процессе отбора влаги в газ вводят метанол или диэтиленгликоль для предотвращения образования кристаллогидратов.

Для улавливания жидкости и твердых примесей, остающихся в газе после очистных устройств, на головном участке магистрального газопровода врезают конденсатосборники и предусматривают дренажные устройства. Практика показала, что наиболее эффективно это делать на восходящих участках газопровода.

Чтобы обнаруживать и предотвращать возможные утечки газа, перед подачей в магистральный газопровод ему придают специфический запах с помощью одорантов — веществ, обладающих резким запахом (этилмеркаптан, сульфид, метилмеркаптан, пропилмеркаптан и др.). Примерная среднегодовая норма расхода одоранта — 16 г на 1000 м³ газа. Одорированный газ достаточно длительное время сохраняет приобретенный запах и доходит к потребителям почти с начальной степенью одоризации. Применяют одоризационные установки барботажные, капельным одоризатором и др. В последнее время широко используют автоматические одоризационные установки. Учитывая, что одоранты — легкоиспаряющиеся горючие жидкости, при обращении с ними требуется строго соблюдать меры безопасности.

Гидравлический расчет газопровода с установившимся режимом

Одним из основных положений гидравлического расчета является допущение о том, что при установившемся режиме перекачки массовый расход газа по длине трубопровода постоянен, т. е.

$$G = \frac{\pi D_{\text{вн}}^2}{4} \rho v_{\text{ср}} = \text{const}, \quad (2.62)$$

где $D_{\text{вн}}$ — внутренний диаметр труб; ρ — плотность газа в рассматриваемом сечении; $v_{\text{ср}}$ — средняя скорость газа в том же сечении.

Уравнение удельной энергии газа для различных сечений можно записать в виде

$$dp = -\rho g dh_r, \quad (2.63)$$

где p — давление газа; g — ускорение свободного падения; h_r — потери напора на трение.

Учитывая уравнение состояния для реального газа

$$\frac{p}{\rho} = \mu RT, \quad (2.64)$$

где μ — коэффициент сжимаемости; R — газовая постоянная; T — абсолютная температура, а также уравнение Дарси — Вейсбаха

$$dh_r = \xi \frac{v_{\text{ср}}^2}{2g} \frac{dx}{D_{\text{вн}}}, \quad (2.65)$$

где ξ — коэффициент гидравлического сопротивления газопровода, и принимая во внимание (2.62), из (2.63) получаем

$$p dp = -\xi \frac{8G^2 \mu RT}{\pi^2 D^5} dx. \quad (2.66)$$

Интегрируя (2.66) в пределах $p = p_n$ (давление в начале газопровода) и $p = p_x$ (давление в рассматриваемом сечении) от 0 до x (длина газопровода), получаем

$$p_n^2 - p_x^2 = \xi \frac{16G^2 \mu RT}{\pi^2 D_{\text{вн}}^5} x. \quad (2.67)$$

Это и есть основное уравнение, позволяющее установить изменение давления по длине газопровода.

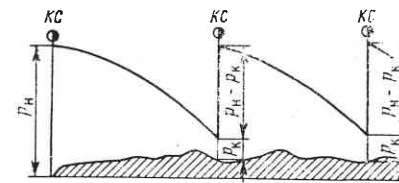


Рис. 2.21. Линии изменения давления газа по длине трубопровода

Уравнение (2.67) представим в виде

$$p_x^2 = p_n^2 - C \xi \frac{Q^2}{D_{\text{вн}}^5} x, \quad (2.68)$$

где Q — объемный расход газа;

$$C = \frac{\mu T \Delta}{K^2}; \quad K = \frac{\pi}{4} \frac{1}{\rho_v \sqrt{R_v}}; \quad Q = \frac{G}{\Delta \rho_n};$$

$\Delta = \rho/\rho_v$ — относительная плотность газа; ρ_v — плотность воздуха; $R_v = R \Delta$ — газовая постоянная воздуха.

Расчет расстановки КС проводится следующим образом. Имея профиль газопровода (рис. 2.21), заданный объемный расход газа Q и допустимое давление p из условий прочности труб (см. гл. 5), назначаем давление газа на выходе из КС — $p = p_n$ и откладываем его в масштабе в точке установки данной КС. Определяя далее падение давления по (2.68), строим кривую $p(x)$. В точке, где давление газа достигает значения $p = p_k$, необходимо для нормальной работы перекачивающих агрегатов следующей КС, намечается установка КС. От нее проводится аналогичный расчет и определяется место установки следующей КС.

Как видно из (2.68), линия падения давления газа по длине трубопровода — парабола; падение давления на единицу длины с увеличением расстояния от КС возрастает в степенной зависимости. Следовательно потери давления на преодоление сил трения при снижении давления газа будут большими при удалении от начальной точки. При этом для перекачки газа требуются большие энергетические затраты. Уменьшая расстояние между КС, можно перекачивать газ с меньшими затратами. Однако решить вопрос о наилучшем расстоянии между КС можно лишь на основании технико-экономических расчетов, используя в качестве критерия оптимальности приведенные затраты (см. § 11). Расставляя КС на различных расстояниях и сравнивая приведенные затраты, можно определить минимум затрат на весь газопровод.

Для приблизительной ориентации при выполнении гидравлического расчета можно пользоваться данными, приведенными в табл. 2.6.

Для повышения пропускной способности действующего трубопровода можно проложить вдоль него участки другого трубопровода или увеличить

число КС. При сооружении лупинга для увеличения расхода газа Q до величины Q_1 формула определения длины лупинга l_l имеет вид

$$l_l = \frac{1 - \left(\frac{Q}{Q_1}\right)^2}{1 - \left[1 + \left(\frac{D_l}{D_{\text{вн}}}\right)^{5/2}\right]^2} l, \quad (2.69)$$

где D_l — внутренний диаметр лупинга; $D_{\text{вн}}$ — внутренний диаметр основного трубопровода. Сооружать лупинг наиболее целесообразно в конце рассматриваемого участка. Можно увеличить пропускную способность газопровода за счет сооружения на каждом перегоне КС или на некоторых перегонах КС, а на остальных лупингов. Установка КС между уже сооруженными ранее КС может увеличить пропускную способность на 40%. Поэтому проблему увеличения пропускной способности газопровода необходимо решать как технико-экономическую, рассматривая применительно к конкретным условиям местности различные варианты сооружения КС и лупингов.

ВЫБОР ТРАСС МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ. ОПТИМАЛЬНОЕ ПРОФИЛИРОВАНИЕ

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ТРАССЫ

§ 10. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ЗАДАЧАХ, РЕШАЕМЫХ ПРИ ОПТИМАЛЬНОМ ПРОЕКТИРОВАНИИ

Началу строительства любого магистрального трубопровода предшествует выполнение проекта, включающего выбор трассы, технико-экономические, конструктивные и технологические характеристики. От того, насколько удачно они определены, в значительной мере зависят эксплуатационные показатели и экономическая эффективность будущего трубопровода. Понятно поэтому стремление использовать уже на ранних стадиях проектирования как можно больше исходных данных (данные справочного характера, картографический материал, данные полевых изысканий и т. п.) с тем, чтобы получить лучшее проектное решение.

На тысячекилометровых расстояниях, которые пересекает трубопровод, встречаются самые разнообразные топографические, геологические и климатические условия, различные искусственные и естественные препятствия (железные и шоссейные дороги, реки, болота, озера, вечномерзлые грунты). При проектировании магистрального трубопровода приходится решать комплекс задач, связанных с экономией строительства трубопровода, с условиями его строительства, необходимостью окончить строительство в заданный срок с повышенным уровнем надежности. На стадии выбора трассы закладывается фундамент выгодности и надежности будущей транспортной магистрали.

Группой ученых и проектировщиков МИНХ и ГП им. И. М. Губкина, института Гипроспецгаз и Уфимского нефтяного института под научным руководством П. П. Бородавкина разрабатываются новые методы проектирования магистральных трубопроводов. Они основаны на следующем требовании: при проектировании должно быть получено оптимальное решение по трубопроводу в целом и по отдельным его параметрам и характеристикам. Основной особенностью такого подхода является совмещение решения всех задач (технологических, конструкторских, экономических) на самом первом этапе — этапе выбора оптимальной трассы. Эта идея проводилась в дальнейшем в жизнь на всех последующих этапах разработки нового метода проектирования, включая внедрение в производство вплоть до законченного строительства магистрального трубопровода Ленинград — Госграница СССР — Финляндия, Торжок — Минск и др.

Для реализации такого подхода были поставлены и исследованы основные задачи проектирования в теоретическом плане. К их числу относятся прежде всего разработки методов поиска оптимальной трассы. Поиск оптимальной трассы осуществляется по цифровой модели. Представление многообразия природных условий цифровой моделью позволило однозначно оценивать условия строительства и эксплуатации трубопровода в различных природно-климатических зонах (от Крайнего Севера до пустынных районов Средней Азии) и осуществлять процесс поиска оптимальных трасс с помощью ЭВМ.

Сложность строительства такого линейно-протяженного объекта, как магистральный трубопровод, определяется в значительной мере и тем, что на разных участках трассы требуется применение различных конструктивных схем. Впервые в СССР были разработаны методы совмещения задач оптимального трассирования, профилирования и наилучшего распределения конструктивных схем. Это позволяет получить решение задачи о наилучшем проектном решении магистрального трубопровода.

При разработке нового метода проектирования была поставлена также проблема сохранения окружающей среды при сооружении и эксплуатации трубопровода.

Эта проблема в значительной мере решается разработкой методов размещения запорной арматуры, при которых потери продукта в случае разрыва труб оказываются наименьшими. С этой же целью разработаны методы выбора наилучших створов и профиля перехода нефтепроводов и газопроводов через реки, а также конструкции подводных трубопроводов, исключающие попадание нефти в водоемы.

Для обоснования элементов цифровой модели местности потребовалось выполнить комплекс исследований, связанных с классификацией местности по условиям строительства в пределах всей территории СССР с использованием материалов аэрофотосъемки и полевых изысканий, разработкой методики прогноза геокриологических изменений в полосе прокладки трубопровода на участках распространения вечномерзлых грунтов.

На основании выполненных работ предложена комплексная система новых методов проектирования и изысканий, созданы все условия для перехода на автоматизированное проектирование нефтепроводов и газопроводов.

Впервые вместо субъективного выбора 2—3-х вариантов по мелкомасштабной карте с помощью ЭВМ стал осуществляться поиск наиболее экономичной трассы, ее профиля, технологических параметров и конструктивных решений с использованием крупномасштабных карт, материалов аэрофотосъемки и съемки, проводимой со спутников.

Таким образом, с помощью новых методов можно уже на стадии ТЭО получить решения, которые раньше достигались лишь на стадии технического проекта.

§ 11. ИНФОРМАЦИЯ, НЕОБХОДИМАЯ ДЛЯ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОЙ ТРАССЫ. КРИТЕРИИ ОПТИМАЛЬНОСТИ

Информация, необходимая для выбора оптимальной трассы

Под информацией о будущем трубопроводе понимается комплекс сведений, позволяющих количественно охарактеризовать условия строительства и эксплуатации будущего трубопровода, а также его стоимостные показатели. Недостаточное использование таких сведений может привести к потере лучшей трассы, чрезмерное количество их — к неоправданному усложнению процесса проектирования. Поэтому проектировщикам из огромного количества факторов, влияющих на положение будущей трассы, необходимо выделить наиболее важные, чтобы учесть их уже в период определения так называемого генерального направления трассы. Затем при детализации ее учитывается и влияние ряда менее важных факторов, которые не могут существенно изменить генерального направления трассы, но могут изменить ее положение на отдельных участках в пределах полосы варьирования шириной в несколько километров относительно генерального направления.

Все сведения можно подразделить на две основные группы: не зависящие от климатических, топографических и гидрогеологических условий, в которых будет прокладываться будущий трубопровод, и сведения, определяемые этими условиями.

К первой группе сведений относятся: начальная, конечная и промежуточные (заранее указанные) точки трубопровода, его диаметр, вид и количество перекачиваемого продукта, кратчайшее расстояние между начальной и конечной точками. На рис. 3.1 изображена схема возможных соединений трубопровода

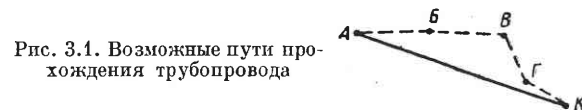


Рис. 3.1. Возможные пути про-
хождения трубопровода

водом различных заданных точек. Конечные точки A и K можно соединить прямыми линиями AK, если нет заранее заданных промежуточных точек, и линией АВВГК, если такие точки есть. При таком соединении для выбора трассы достаточно лишь сведений, отнесенных нами к первой группе. Однако в исключительно благоприятных условиях выбранные таким образом трассы могут оказаться наилучшими во всех отношениях. Это может быть, например, в случае, если трубопровод проходит по совершенно ровной местности, без каких-либо естественных и искусственных препятствий. Таких условий в действительности, как правило, не бывает. Поэтому руководствоваться при выборе трассы только сведениями первой группы совершенно недопустимо.

Ко второй группе сведений отнесем данные, которые в какой-либо мере зависят от положения будущего трубопровода и от природных условий, в которых он может оказаться. К числу этих сведений относятся: топографические, геологические и гидрологические условия, естественные и искусственные препятствия, населенные пункты, число перекачивающих станций.

Особое значение в формировании планового и высотного положения трассы имеют топографические, геологические и гидрологические условия, а также наличие естественных и искусственных препятствий. Именно эти факторы, как показывает практика проектирования, в большинстве случаев и определяют как генеральное направление, так и детальную укладку трассы на местности.

Все многообразие естественных особенностей местности вдоль трассы классифицировано следующим образом: равнины, пустыни, болота, вечномерзлые грунты, естественные водные преграды, горы.

Дадим каждому из этих типов четкую характеристику, чтобы в дальнейшем иметь единый подход к вопросу о том, как делить участки трассы при решении задач, связанных с ее выбором, и ряда других задач.

Равнины

Под равнинами понимаются участки с малыми относительными колебаниями высот поверхности земли на значительных расстояниях и плавными переходами от повышений к понижениям. На равнине уклоны не превышают 8—10°. Значительная часть равнинной местности занята сельскохозяйственными угодьями; в этих районах размещается большое число населенных пунктов. Трубопроводы по плодородным землям, как правило, прокладывают по подземной схеме, что позволяет по окончании строительства вновь возделывать эти участки земли. Встречающиеся вдоль трассы населенные пункты должны быть обойдены на безопасном расстоянии в соответствии с требованиями СНиП.

Равнинные участки сложены грунтами, различающимися как по составу, так и по сложности их разработки. Широко распространены пески, супеси, глины, галька, гравий, реже — известняки, скальные грунты. Магистральные трубопроводы часто прокладывают на равнинных участках, покрытых лесом. При выборе оптимальной трассы можно рассматривать равнины двух видов: с лесом и без леса. На участках равнины с лесом принимается лес средней крупности и средней густоты.

Еще одним важным фактором, определяющим некоторые особенности прокладки трубопроводов на равнинах, является уровень грунтовых вод. Если их уровень выше отметки низа трубы, будем называть его высоким. Соответственно низким назовем уровень грунтовых вод ниже отметки низа трубы.

Пустыни

К пустыням относятся малонаселенные районы с жарким климатом, лишённые, как правило, растительности. По составу грунтов верхнего слоя различают песчаные, глинистые и каменистые пустыни. Песчаные характеризуются наличием подвижных и неподвижных песков, а также участков ограниченной площади, сложенных глинистыми грунтами. Пески могут быть как закрепленными древесной или травяно-кустарниковой растительностью, так и незакрепленными. Закрепленные пески образуют спокойный, устойчивый, а незакрепленные — неустойчивый рельеф местности.

Болота

Болотом называются избыточно-увлажнённые участки земной поверхности, покрытые слоем торфа мощностью от 0,5 м до нескольких метров. Физико-механические характеристики болотистых грунтов чрезвычайно разнообразны не только на различных болотах, но и на отдельных участках одного и того же болота.

Накопленный в последние годы опыт проектирования и строительства показывает, что по болотам, целиком заполненным торфом любой консистенции, можно прокладывать магистральные трубопроводы непосредственно по поверхности болота, в слое торфа или по минеральному дну болота.

Вечномерзлые грунты

Наличие воды в виде льда является характерной особенностью мерзлых грунтов. Причем в основной массе этих грунтов ниже деятельного слоя (слоя сезонного протаивания) вода постоянно находится в виде льда, обволакивающего частицы грунта и цементирующего его. Встречается лед и в виде прослоек, линз, клиньев и т. д., образовавшихся в процессе промерзания за счет миграции влаги и вытеснения грунтов. Вода в изменении физических свойств мерзлых грунтов, находящихся под воздействием чередующихся отрицательных и положительных температур, играет основную роль. В поверхностном слое мерзлых грунтов непрерывно протекают такие процессы, как выветривание, пучение, замерзание и протаивание, изменение влажности, наледообразование.

В зависимости от состава и толщины растительного слоя, мощности снежного покрова, продолжительности солнечного сияния мощность деятельного слоя в различных районах может значительно изменяться. Ниже деятельного слоя залегают грунты, представляющие твердую монолитную массу, способ-

ную выдержать большие нагрузки. Если эти грунты подвергнуть воздействию положительных температур, то они разжижаются, снижается их несущая способность; при таянии льда, содержащегося в деятельном слое, происходит уменьшение объема грунта, сопровождающееся осадками и просадками различных размеров.

Пригодность того или иного участка многолетнемерзлых грунтов для строительства линейной части трубопроводов, как и для большинства инженерных сооружений, удобнее всего оценивать по степени просадочности мерзлых грунтов после оттаивания.

В трубопроводном строительстве часто используется классификация, предложенная А. Л. Ястребовым применительно к дорожному строительству. Приведем классификацию для трубопроводного строительства, составленную П. П. Бородавкиным и Р. Э. Фриманом.

1-я категория — непросадочные грунты, при оттаивании дают незначительную равномерную осадку, не учитываемую при расчете трубопровода. Возможно применение любой конструктивной схемы укладки.

2-я категория — малопросадочные грунты, дающие равномерную осадку до 10% от мощности оттаявшего слоя; характерны для гундровой и лесогундровой плохо дренированной местности. Осадка определяется по фильтрационной методике. Возможно применение надземной и наземной конструктивных схем укладки трубопровода.

3-я категория — льдонасыщенные грунты, дающие неравномерную осадку 11—40% мощности оттаявшего слоя. Характерны для бугристых и плоских торфяников с развитием солифлюционных процессов. Осадка определяется опытным путем и по методике, изложенной в [1]. Возможно применение надземных и наземных конструктивных схем с теплоизоляционной подушкой.

4-я категория — грунты, содержащие крупные включения подземного льда, при оттаивании образующие провалы и термокарсты. Осадка определяется опытным путем. Возможно применение надземной и наземной схем с теплоизоляцией.

Водные преграды

При сооружении подземных переходов [магистральных трубопроводов через водные преграды необходимо прежде всего учитывать многообразие форм проявлений русловых процессов. Учет этого обстоятельства особенно важен в эксплуатационный период, когда своевременное отнесение каждого участка перехода к тому или иному типу переформирования русла позволит предвидеть возможные размывы подводных трубопроводов и береговых опор надводных переходов. Вероятность размыва трубопровода определяется максимально возможными глубинными и плановыми переформированиями в створе перехода в период расчетного срока эксплуатации, которые зависят от типа руслового процесса, размеров реки, грунтов, слагающих русло и пойменные участки перехода, а также от скорости течения реки, характеризующей интенсивность ее переформирования.

На основании анализа материалов по обследованию большого числа переходов нами предложена следующая классификация водных преград по плановым и глубинным переформированиям [2].

I категория. Участки, на которых глубинные переформирования русла не превышают 1 м, плановые переформирования незначительны. При полном проявлении деформаций русла подводные трубопроводы в большинстве случаев на участках I категории не размываются. К этой категории относятся малые

реки (шириной до 50 м) ленточно-грядового, осередкового и побочного типов, а также средние и крупные реки с устойчивыми берегами и руслами (в скальных грунтах при толщине аллювиального слоя менее 1 м). Опасность размыва подводного трубопровода обычно исключается, если глубина заложения превышает 1 м, а врезка в берег 3—5 м.

II категория. Наибольшие глубинные деформации до 2 м, плановые — до 10 м. К этой категории относятся участки переходов через средние и крупные реки ленточно-грядового и побочного типов.

III категория. Максимальные глубинные переформирования русла до 2 м и плановые переформирования до 100 м. К этой категории относятся участки переходов через малые, средние и крупные реки с русловым процессом ограниченного, незавершенного и свободного типа меандрирования и пойменной многорукавности в зависимости от плановых переформирований. Возможные размывы участка перехода представляют большую опасность вследствие значительной трудности точного определения максимальных плановых переформирований. Имеется опасность повреждения трубопровода от гидродинамического воздействия потока, ледохода, якорями и волокушами судов и плотов.

IV категория. Сюда относятся участки рек с особыми формами руслового процесса: горные реки, селевые потоки, реки с ярко выраженным неустойчивым руслом (максимальные плановые и глубинные более 2 м переформирования могут происходить в течение нескольких недель или месяцев).

Г о р ы

Горными участками будем считать местность, имеющую продольные и поперечные уклоны более 10°. Подобное деление, конечно, условно, однако оно позволяет разграничить работу по сооружению трубопроводов на работу в условиях, не требующих крепления техники, и работу в условиях, когда анкеровка механизмов обязательна. Вид разрабатываемого грунта и ее состояние оказывают существенное влияние на устойчивость против сдвига работающих машин. Заранее нельзя сказать о том, что данный механизм может работать без анкеровки, например, на уклоне до 20°.

Трасса магистрального трубопровода может преодолевать горный участок с продольным уклоном (перпендикулярно горизонталям местности) и по косогору (участки местности с продольным и поперечным уклонами).

На основе анализа особенностей рельефа местности, грунтовых условий и характера естественных и искусственных препятствий, выполненного совместно с рядом проектных институтов, составлен перечень категорий местности (приложение 2) применительно к трубопроводному строительству, который позволяет однозначно представлять одинаковые характеристики местности по всей трассе трубопровода в цифровом виде, что является основой для создания цифровой модели местности.

Критерии оптимальности

Среди множества трасс, которыми можно соединить две или несколько конечных и промежуточных точек, могут быть лучшие и худшие. Понятия «лучшие» или «худшие» приобретают реальный смысл, если оценка достоинства и недостатков трассы проводится с помощью общей для трассы в целом и ее элементов меры, или критерия. Если использовать для оценки трассы один критерий, то оптимальная трасса будет лучшей только с точки зрения какого-

либо одного качества, характеризующегося этим критерием, но в то же время она может быть не лучшей с точки зрения другого качества.

Все критерии можно разделить на две группы: группу критериев, обладающих свойством аддитивности (аддитивность — свойство величины, заключающееся в том, что полное ее значение равно сумме значений ее частей при любом их числе), и группу критериев, не обладающих этим свойством. Критерии первой группы не зависят от пути, по которому проходит трасса, а критерии второй группы — зависят.

Охарактеризуем основные критерии, используемые при выборе оптимальных трасс трубопроводов.

Приведенные затраты. Общеизвестным критерием, универсально учитывающим большинство требований, при которых достигается основной экономический эффект (нормативная отдача от каждого вложенного в дело рубля при минимуме эксплуатационных издержек), являются приведенные затраты, определяемые выражением

$$w_{пр} = Kc + \mathcal{E}, \quad (3.1)$$

где K — капитальные вложения; c — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений; \mathcal{E} — ежегодные эксплуатационные издержки.

Капиталовложения на строительство магистрального трубопровода складываются из затрат на строительство линейной части трубопровода (K_1), на строительство компрессорных или насосных станций (K_2), резервуарных парков и промежуточных хранилищ газа, если они необходимы (K_3), и других сооружений, т. е.

$$K = K_1 + K_2 + \dots + K_n. \quad (3.2)$$

Нормативный коэффициент эффективности капиталовложений принимается для всех сооружаемых промышленных объектов равным 0,12.

Приведенные затраты являются аддитивным критерием, поскольку общие капиталовложения равны сумме капиталовложений на строительство любого числа объектов трубопровода, в том числе линейной части и отдельных ее элементов.

Длина трубопровода. Она может использоваться в качестве аддитивного критерия, поскольку общая длина трубопровода равна сумме длин отдельных его участков при любом их числе. Необходимость в использовании такого критерия может возникнуть при выборе кратчайшей трассы, проходящей по местности, на характеристики которой наложены определенные ограничения. Например, трасса должна пройти только по равнинным участкам или по участкам определенных категорий сложности (см. § 2).

Трудовые затраты. Использование этого критерия может быть целесообразным при уточнении положения трассы на местности после выбора ее генерального направления.

Расчет в этом случае проводится только по трудозатратам на сооружение трубопровода. Существенного изменения длины трассы при этом не произойдет, но с учетом конкретных условий местности, полученных либо по крупномасштабным картам, либо на основании изысканий вдоль генеральной трассы, уточняется ее плановое положение в ограниченном пределе.

Таким образом, критерий трудовых затрат более тонко реагирует на условия сооружения трубопровода, позволяет рассмотреть различные варианты производства работ и организации строительства на отдельных участках.

Надежность функционирования трубопровода. Надежность магистрального трубопровода зависит от различных факторов (качества материалов,

технологии строительства, эксплуатации и др.). В конечном итоге должна быть обеспечена наибольшая вероятность безотказной эксплуатации трубопровода.

Время строительства. Самостоятельно этот критерий может использоваться в случаях, когда быстрее окончание строительства является главной целью. Время может быть как аддитивным, так и неаддитивным критерием. Например, при выборе трассы, для которой вероятность закончить строительство трубопровода в заданный срок должна быть максимальной, критерий является функцией пути. Критерий времени можно использовать в качестве дополнительного. Например, требуется выбрать трассу, лучшую по приведенным затратам; если их окажется несколько, то выбирают такую, время строительства трубопровода вдоль которой будет оптимальным. В этом случае в качестве второго аддитивного критерия можно использовать среднее время строительства единицы длины трубопровода соответствующим строительно-монтажным подразделением.

§ 12. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЛАСТИ ПОИСКА ОПТИМАЛЬНОЙ ТРАССЫ

Пусть необходимо найти наилучшую по какому-либо охарактеризованному в § 11 критерию трассу между двумя точками A и K . Очевидно, что имеется множество путей соединения этих точек трубопроводом, но найти нужно лучший. Как это можно сделать, показано в § 13. Однако еще до поиска оптимальной трассы необходимо ограничить область поиска такой трассы с тем, чтобы уменьшить объем исходной информации. Но при этом она должна быть такой, чтобы в ней обязательно находилась лучшая трасса, а за ее пределами любая трасса была заведомо худшей. При определении области поиска могут использоваться два основных метода: метод среднестатистического коэффициента развития линии трубопровода и метод сравнения со стоимостью трубопровода по геодезической прямой.

Суть первого метода, предложенного Л. А. Бабиным и П. П. Бородавкиным, заключается в следующем. Как показывает весь предшествующий опыт проектирования и строительства трубопроводов, действительная длина магистрального трубопровода, как правило, больше прямой, соединяющей начальную и конечную точки трассы. Это объясняется тем, что на пути магистрального трубопровода встречаются различные препятствия, которые необходимо или целесообразно обойти. Отклонение трассы от прямой будет тем больше, чем больше встречается препятствий. Обозначим расстояние между начальной и конечной точками трубопровода по геодезической линии l , длину реальной трассы L . Допустим, что коэффициент развития линии k_p задан. При этом длина любой реальной трассы может быть найдена из условия

$$L \leq k_p l. \quad (3.3)$$

Соответственно линия, ограничивающая область возможного положения трубопровода, должна быть определена с таким расчетом, чтобы выполнялось условие (3.3). Этой линией является кривая, каждая точка которой удалена от начального и конечного пунктов трассы на расстояние, дающее в сумме $k_p l$, т. е. эллипсом с фокусами в точках A и K . Соответственно областью поиска является площадь территории, ограниченная эллипсом, малая ось которого

$$b = l \sqrt{k_p^2 - 1}. \quad (3.4)$$

Область поиска изображена на рис. 3.2. Из теоретически определенной области поиска сразу же исключаются заведомо нецелесообразные зоны (на рисунке заштрихованы). Как видно из (3.4), ширина области поиска зависит от коэффициента k_p , который предложено принимать по среднестатистическим данным.

Как видно из табл. 3.1, k_p колеблется в умеренных пределах. Недостатком такого метода является использование усредненного k_p , для определения которого принимаются данные об условиях строительства, отличающиеся от тех, в которых будет сооружаться новый трубопровод.

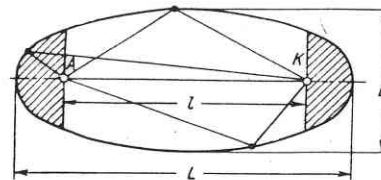


Рис. 3.2. Область поиска трассы

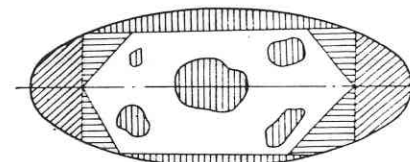


Рис. 3.3. Возможное сокращение площади поиска трассы

Таблица 3.1

Коэффициент развития линии k_p для некоторых трубопроводов

Трубопровод	Длина геодезической прямой, км	Фактическая длина трубопровода, км	Коэффициент развития линии k_p	Характеристика местности
Средняя Азия — Центр Усть-Балык — Омск	1975	2032	1,05	Равнинная Равнинная болотистая
	870	1020	1,17	
Альметьевск — Горький Шкапово — Магнитогорск Уфа — Омск	532	530	1,09	Равнинная Гористая Равнинно-холмистая
	330	330	1,15	
	1250	1330	1,06	

Второй метод, предложенный П. П. Бородавкиным, позволяет избежать этой некорректности в обращении с коэффициентом развития линии k_p . Суть его заключается в том, что стоимость трубопровода по геодезической прямой AK (см. рис. 3.2) является наибольшей возможной стоимостью для любого трубопровода, отклоняющегося от прямой AK . Для реализации такого подхода поступаем следующим образом. Находим сначала стоимость трубопровода по прямой AK с учетом действительных условий, в которых будет сооружен трубопровод. Обозначим эту стоимость w_0 . Далее находим среднюю стоимость 1 км трубопровода вдоль геодезической прямой:

$$w_{cp0} = \frac{w_0}{l}. \quad (3.5)$$

Определим стоимость строительства 1 км трубопровода в нормальных условиях w_n . Коэффициент развития линии

$$k_p = \frac{w_{cp0}}{w_n}, \text{ или } k_p = \frac{w_0}{w_n l}. \quad (3.6)$$

Если находить k_p по первому методу, то нельзя исключить возможность того, что лучшее решение будет утеряно; второй метод исключает такую возможность. При определении области поиска необходимо удалить из нее все заведомо непригодные или запрещенные для строительства трубопровода площади. Это существенно уменьшает объем перерабатываемой информации и ускоряет процесс поиска. На рис. 3.3 изображена примерная область поиска, в пределах которой находятся площади, где по различным причинам не может проходить трубопровод. Иногда таким образом площадь области поиска сокращается до 50% от теоретической, ограниченной линией эллипса.

§ 13. ЦИФРОВАЯ МОДЕЛЬ МЕСТНОСТИ

Для реализации математических методов поиска оптимальных трасс с помощью ЭВМ необходимо представить все многообразие условий местности в виде цифровой модели. Одновременно эта модель должна содержать и оценку стоимости строительства трубопровода в соответствии с принятым для такой оценки критерием. Цифровая модель создается следующим образом.

Пусть имеется карта местности, включающая начальную и конечную точки трассы. По одному из методов, описанных в § 12, определяем область поиска оптимальной трассы. На область поиска наносим сетку. Конфигурация такой сетки может быть разнообразной формы: от строгой в геометрическом отношении до произвольной, учитывающей сложность топографических условий, протяженность трассы, возможность прохождения ее по тем или иным участкам. Наиболее простые формы сетки — прямоугольная без диагоналей (рис. 3.4, а) и прямоугольная с диагоналями (рис. 3.4, б). Более сложные формы — произвольные (рис. 3.4, в, г). Прямоугольные сетки строятся без учета сложности топографических условий, а зависят в основном от размеров области поиска: чем больше размеры области, тем больше размеры отдельных элементов сетки.

Охарактеризуем элементы сетки. Будем называть узлом точку, в которой сходятся более двух линейных элементов сетки; дугой будем называть линию между двумя смежными узлами. Пронумеруем все дуги и узлы сетки, т. е. зафиксируем все элементы сетки относительно друг друга. Если же зафиксировать и координаты узлов сетки на карте, на которой нанесены дуги, то полу-

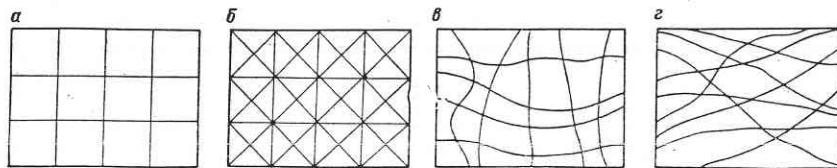


Рис. 3.4. Сетки, используемые при выборе трасс

чаем опорную сетку, дуги которой проходят по конкретным участкам местности. Представим в цифровом виде условия местности вдоль всех дуг сетки с помощью приложения 2 и специально составленного эталона (рис. 3.5). Эталон необходим для того, чтобы материал, снятый любым специалистом, был одинаков. Эталон должен быть утвержден техническим советом проектной организации. Составляется эталон на топографических картах (дубликатах) с таким расчетом, чтобы на нем была изображена местность всех категорий, встречающаяся в пределах области снятия исходного материала. Если не все

категории местности можно установить по карте, то дополнительно готовят различные справочные материалы и карты, с помощью которых уточняют данные, снимаемые с топографических карт. На эталоне каждый характерный участок местности нумеруется в соответствии с категориями приложения 2. Пользуясь эталоном, обозначают по каждой дуге сетки номера категорий местности и измеряют их длины. Для примера на рис. 3.5 изображен участок местности, на котором вдоль дуг показана полная индексация категорий местности и их протяженности. Таким образом, в итоге выполнения всех описанных

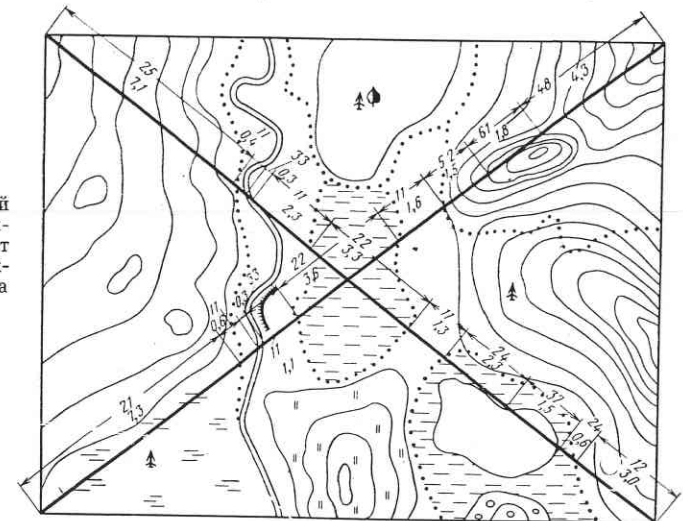


Рис. 3.5. Примерный эталон местности (верхние цифры означают номер категории, а нижние — длину участка [данной категории])

операций мы получаем цифровые характеристики местности, закрепленные в плановом положении на топографических картах. После записи в определенном порядке цифровых данных на специальных бланках дальнейшее использование топографических карт не требуется, а все операции по поиску трассы осуществляются с использованием цифровых данных, отображающих реальные условия местности.

§ 14. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ТРАССЫ И КРАТНЫХ ТРАСС НА СЕТКЕ МЕЖДУ ДВУМЯ ТОЧКАМИ

Поиск оптимальной трассы

Рассмотрим поиск оптимальной трассы на сетке прямоугольной формы без диагоналей (рис. 3.6). Допустим, что стоимость строительства трубопровода вдоль каждой из дуг сетки оценена каким-либо условным числом w . Эти числа-стоимости приведены в табл. 3.2, а номера дуг указаны на рис. 3.6. Поиск оптимальной трассы будем осуществлять в соответствии с алгоритмом, основная идея которого заключается в следующем. Процесс поиска — многошаговый. На первом шаге вводим в рассмотрение все возможные пути из начальной точки А, имеющей координату (1,4), и продолжаем путь, имеющий наименьшую стоимость. На каждом последующем шаге определяем стоимость всех построенных к моменту путей от начальной точки и оставляем тот из них,

который имеет наименьшую стоимость. Продолжаем на следующем шаге именно этот путь, достраивая его во всех допускаемых сеткой направлениях на одну дугу. Получаем несколько новых путей. Из всех путей (с учетом отброшенных ранее) опять продолжаем наиболее перспективный путь до тех пор, пока в рассмотрение не попадает конечная точка. Решение заканчиваем отысканием такой трассы между начальной и конечной точками, для которой полный критерий оптимальности будет наименьшим.

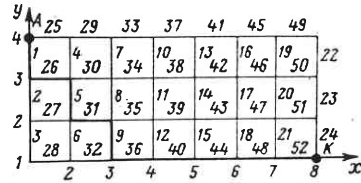


Рис. 3.6. Прямоугольная сетка без диагоналей

Таблица 3.2

Условная стоимость дуг

Номер дуги	w	Номер дуги	w	Номер дуги	w	Номер дуги	w
1	5,4	14	2,8	27	5,5	40	5,7
2	9,5	15	0,9	28	7,5	41	9,3
3	8,3	16	5,7	29	9,2	42	5,4
4	1,5	17	7,7	30	5	43	8,9
5	0,8	18	6,6	31	4,8	44	4,7
6	5,1	19	7	32	9,4	45	6,2
7	8,8	20	9,5	33	7	46	9,3
8	9,1	21	5,7	34	0,8	47	2,4
9	0,9	22	7,9	35	3,4	48	3,6
10	8,7	23	1,2	36	1	49	9,1
11	6	24	7,8	37	2,8	50	2,6
12	6,9	25	8,5	38	5	51	2,7
13	4,2	26	4,4	39	6,8	52	5,1

Решение проводим с помощью двух списков *u* и *v*, в которые записываем координаты *x*, *y* точки (или узла), а также направление входа в этот узел θ . На первом шаге записываем в список *u* (1) точку *A* (1, 4) с $w = 0$ (направление входа в начальную точку безразлично), определяем для *A* соседние узловые точки и с соответствующими характеристиками заносим в список *v* (1). Направление входа в узел θ может иметь четыре значения, которые условно обозначаем 0, 1/4, 1/2, 3/4. Причем $\theta = 0$ — это направление, определяемое осью *x*, а отсчет угла осуществляется против часовой стрелки. Определяем в *v* (1) точку с минимальным значением *w* и переносим эту точку в список *v* (2). Далее в список *v* (2) помещаем все соседние с ней точки и их характеристики. В результате получаем список *u* (2) и список *v* (2).

Список *u* (1)

<i>x</i> , <i>y</i>	<i>w</i>	θ
1,4	0	—

Список *v* (1)

<i>x</i> , <i>y</i>	<i>w</i>	θ
2,4	8,5	0
1,3	5,4	3/4

Список *u* (2)

<i>x</i> , <i>y</i>	<i>w</i>	θ
1,4	0	—
1,3	5,4	3/4

Список *v* (2)

<i>x</i> , <i>y</i>	<i>w</i>	θ
2,4	8,5	0
1,2	14,9	3/4
2,3	9,9	0

Из списка *v* на каждом шаге вычеркиваем точки, совпадающие по координатам с перенесенной в список *u* точкой, но имеющие большие значения *w*.

Продолжаем заполнение списков. В результате второго шага получаем

Список *u* (3)

<i>x</i> , <i>y</i>	<i>w</i>	θ
1,4	0	—
1,3	5,4	3/4
2,4	8,5	0

Список *v* (3)

<i>x</i> , <i>y</i>	<i>w</i>	θ
1,2	14,9	3/4
2,3	9,8	0
3,4	17,7	0
2,3	10,0	3/4

В результате третьего шага получаем

Список *u* (4)

<i>x</i> , <i>y</i>	<i>w</i>	θ
1,4	0	—
1,3	5,4	3/4
2,4	8,5	0
2,3	9,8	0

Список *v* (4)

<i>x</i> , <i>y</i>	<i>w</i>	θ
1,2	14,9	3/4
3,4	17,7	0
3,3	14,8	0
2,2	10,6	3/4

Этот процесс продолжается до тех пор, пока конечная точка не окажется в списке *u*. Чтобы не загромождать изложение, приводим окончательный список *u*.

Список *u* (последний)

<i>x</i> , <i>y</i>	<i>w</i>	θ	<i>x</i> , <i>y</i>	<i>w</i>	θ
1,4	0	—	5,1	23	0
1,3	5,4	3/4	1,1	23,2	1/2
2,4	8,5	0	1,1	23,2	3/4
2,3	9,8	0	5,2	23,4	0
2,2	10,6	3/4	4,4	24,3	1/4
3,3	14,8	0	5,4	24,8	1/4
1,2	14,9	3/4	6,3	26	0
3,2	15,4	0	6,1	27,7	0
4,3	15,6	0	7,1	31,3	0
2,1	15,7	3/4	6,4	31,7	1/4
3,1	16,3	3/4	6,7	32,3	0
4,1	17,3	0	7,2	34,7	0
3,4	17,7	0	7,3	35,3	0
4,2	18,8	0	8,1	36,4	0
5,3	20,6	0			

По направлению входа θ в точки последнего списка u восстанавливаем оптимальный путь

$$\theta = \begin{matrix} 3/4 & 0 & 3/4 & 0 & 3/4 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1,4 \rightarrow 1,3 \rightarrow 2,3 \rightarrow 2,2 \rightarrow 3,2 \rightarrow 3,1 \rightarrow 4,1 \rightarrow 5,1 \rightarrow 6,1 \rightarrow 7,1 \rightarrow 8,1 \end{matrix}$$

Как видно из последнего списка u , этому пути соответствует минимальное значение суммы чисел, оценивающих дуги, при прохождении точки $A(1,4)$ в точку $K(8,1)$, равное 36,4; то же значение получаем, если просуммировать стоимости всех дуг оптимального пути.

Поиск кратных трасс

Найденный на сетке путь наименьшей стоимости в приведенном примере является единственным. Однако в некоторых случаях таких путей с наименьшей стоимостью может оказаться несколько, и они при поиске должны быть

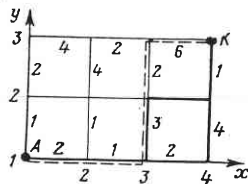


Рис. 3.7. Поиск кратных путей на прямоугольной сетке

найжены. В этом случае при выборе одной трассы будут учитываться и другие факторы, например расстановка перекачивающих станций, наличие дорог и т. п. В рассмотренном числовом примере мы закончили поиск получением первого пути, обладающего наименьшей стоимостью. В соответствии с алгоритмом на каждом шаге продолжается надстройка пути, который обладает наименьшей стоимостью. Однако все остальные возможные пути запоминаются (они зафиксированы в списках u и v) и используются при последующих шагах поиска. Если путь наименьшей стоимости найден, то можно продолжить поиск и надстраивать пробные пути (кроме уже пришедшего в конечную точку) до тех пор, пока конечной точки не достигнет какой-либо следующий путь. Путь, достигший конечной точки первым, будем называть первым по оптимальности; вторым — вторым по оптимальности и т. д. Естественно, что каждый последующий по оптимальности путь будет иметь большую, чем предыдущий, стоимость.

Рассмотрим поиск оптимальной и кратных трасс на сетке, изображенной на рис. 3.7. Условные стоимости строительства трубопровода вдоль каждой из дуг приведены на рисунке на всех дугах. Начальная точка — $A(1,1)$, конечная — $K(4,3)$. Как и в предыдущем примере, поиск ведем с помощью списков u и v . На первом шаге в списке $u(1)$ записываем начальную точку A с координатами $(1,1)$, а в списке $v(1)$ — соседние точки с координатами $(1,2)$ и $(2,1)$ с соответствующими стоимостями w и направлениями входа θ .

Список $u(1)$		
x, y	w	θ
1,1	0	—

Список $v(1)$		
x, y	w	θ
1,2	1	1/4
2,1	2	0

На втором шаге из списка $v(1)$ переносим в список $u(2)$ путь наименьшей стоимости с данными w и θ — путь из узла $(1,1)$ в узел $(1,2)$. Из списка $v(1)$ эту точку вычеркиваем. В список $v(2)$ заносим точки, являющиеся соседними с точкой $1,2$.

Список $u(2)$		
x, y	w	θ
1,1	0	—
1,2	1	1/4

Список $v(2)$		
x, y	w	θ
2,1	2	0
1,3	3	1/4
2,2	4	0

Результаты третьего, четвертого, пятого и последнего — тридцать седьмого шагов приведены в списках $u(3), v(3); u(4), v(4); u(5), v(5); u(37)$

Список $u(3)$		
x, y	w	θ
1,1	0	—
1,2	1	1/4
2,1	2	0

Список $v(3)$		
x, y	w	θ
1,3	3	1/4
2,2	4	0
3,1	3	0
2,2	3	1/4

Список $u(4)$		
x, y	w	θ
1,1	0	—
1,2	1	1/4
2,1	2	0
1,3	3	1/4

Список $v(4)$		
x, y	w	θ
2,2	4	0
3,1	3	0
2,2	3	1/4
2,3	7	0

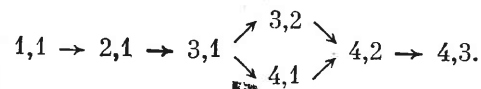
Список $u(5)$		
x, y	w	θ
1,1	0	—
1,2	1	1/4
2,1	2	0
1,3	3	1/4
3,1	3	0

Список $v(5)$		
x, y	w	θ
2,2	4	0
2,2	3	1/4
2,3	7	0
4,1	5	0
3,2	6	1/4

Список u (37)

x, y	w	θ
● *1.1	0	—
1.2	1	1/4
● *2.1	2	0
1.3	3	1/4
● *3.1	3	0
2.2	3	1/4
● 4.1	5	0
*3.2	6	1/4
2.3	7	0
2.3	7	1/4
3.3	8	1/4
● 4.2	9	1/4
*4.2	9	0
● 4.3	10	1/4
*4.3	10	1/4
4.3	14	0

Восстановление оптимального пути проводим по последнему списку u (37). Как видно, точка K достигнута двумя равноценными путями с $w = 10$, оба с направлением входа $\theta = 1/4$. По этому направлению ближайшим узлом обоих путей является точка 4, 2. Здесь один путь уходит по направлению $\theta = 1/4$ в точку 4,1, а другой по направлению $\theta = 0$ в узел 3,2. Дальнейшее движение путей понятно из списка u (37). Для наглядности каждый из путей имеет свой индекс. Таким образом, имеем следующие два одинаковых по стоимости пути с $w = 10$:



Если продолжать рассматривать пути, то уже на следующем шаге находим путь с $w = 14$, это путь 2-й кратности. Восстанавливая его по направлениям входа, находим траекторию пути:

$$4,3 \rightarrow 3,3 \rightarrow 3,2 \rightarrow 3,1 \rightarrow 2,1 \rightarrow 1,1.$$

На рис. 3.7 этот путь изображен пунктиром. Таким образом можно получить и все остальные пути, которые будут иметь большую кратность.

Поиск оптимальной трассы на прямоугольной сетке с диагоналями

Такая сетка изображена на рис. 3.4, б. Как видно из предыдущих примеров, при составлении списков u и v каждую дугу характеризуют две величины — стоимость w и угол входа θ . При прямоугольной сетке углы θ отсчитываются от направления x против часовой стрелки. В случае сетки с диагоналями отсчет θ ведется также от оси x против часовой стрелки, но значения θ следующие: 0, 1/8, 1/4, 3/8, 1/2, 5/8, 3/4, 7/8.

Если в прямоугольной сетке без диагоналей каждая точка может иметь лишь 3 соседних точки, то при сетке с диагоналями — 7. Если отбросить из

рассмотрения пути назад как заведомо бесперспективные, то сетка с диагоналями будет допускать 5 направлений. Следовательно, при сетке с диагоналями каждая точка в списке u может иметь по 5 соседних точек, заносимых в список v . Это и является основным отличием поиска оптимального пути на сетке с диагоналями от сетки без диагоналей.

§ 15. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ТРАССЫ ТРУБОПРОВОДА С УЧЕТОМ РАССТАНОВКИ НАСОСНЫХ И КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

Осуществляя поиск оптимального пути на сетке (§ 14), мы оперировали условными стоимостями дуг, которые отражают стоимость строительства трубопровода вдоль каждой из дуг. Однако на сетках не показаны точки, в которых должны сооружаться перекачивающие станции. Следовательно, стоимости НС и КС не учтены, а их доля в общем капиталовложении в магистральный трубопровод достигает 20%. Поэтому при выборе оптимальной трассы необходимо учитывать затраты не только на строительство линейной части, но и на сооружение перекачивающих станций. Удлинение трубопровода ведет, как правило, к увеличению числа перекачивающих станций и соответственно к резкому удорожанию трубопровода. Без учета стоимости НС и КС удорожание за счет увеличения длины трассы будет меньшим. И выбранная при этом «оптимальная» трасса на самом деле может оказаться далеко не лучшей.

Рассмотрим задачи, связанные с выбором оптимальной трассы с учетом перекачивающих станций.

Магистральные газопроводы

Как было уже показано, расстановка КС мало зависит от рельефа местности. Практика проектирования и строительства газопроводов показывает, что КС для газопровода постоянного диаметра по длине всей трассы размещаются в среднем на одинаковых расстояниях ~ 120 км. Учитывая это обстоятельство, можно предложить такой подход к решению задачи.

Пусть затраты на линейную часть вдоль каждой дуги составляют $w_{л.ч}$. Затраты на сооружение КС равномерно распределяются по всем дугам сетки. Обозначим эти затраты вдоль каждой дуги $w_{КС}$. Тогда общая (фигтивная) стоимость каждой дуги

$$w = w_{л.ч} + w_{КС}. \quad (3.7)$$

Используя описанный в § 14 алгоритм поиска оптимального пути на сетке, получим оптимальную трассу с учетом расстановки КС на усредненных расстояниях. Для иллюстрации получающейся разницы в направлениях трасс, определяемых только по затратам в линейную часть, и с учетом затрат на КС рассмотрим пример. На рис. 3.8 изображена сетка, дуги которой оценены только по $w_{л.ч}$. Допустим, что определяя трассу по $w_{л.ч}$, мы получим оптимальный путь, изображенный на рис. 3.8 жирной линией, по дугам которой обозначены условные стоимости $w_{л.ч}$. Стоимость оптимального пути составляет 17 единиц. Стоимость пути по прямой между A и K (жирный пунктир) составляет 20 единиц. Учтя среднюю стоимость КС, приходящуюся на каждую дугу в 1 единицу получим, что «оптимальный» путь стал оцениваться 29 условными единицами стоимости, а путь по прямой, который был дороже оптимального, стал оцениваться в 26 единиц, т. е. стал дешевле. Этот пример наглядно иллюстрирует необходимость учета расстановки перекачивающих станций.

Магистральные нефтепроводы

Расстановка НС существенно зависит от профиля местности. Установка станции на одной дуге делает ненужной установку станции на другой смежной с ней дуге (и наоборот). Вследствие этого приведенные затраты на смежных дугах становятся зависимыми, что значительно усложняет задачу поиска оптимальной трассы.

Задачу поиска оптимальной трассы нефтепровода с учетом расстановки НС сформулируем следующим образом.

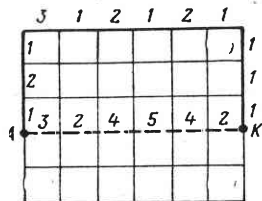


Рис. 3.8. Схема определения трассы без учета и с учетом НС

Пусть в узлах сетки, нанесенной на карту, обозначены начальный и конечный пункты нефтепровода A и K . Каждая дуга сетки характеризуется различными категориями местности (см. приложение 2). Задана также информация о профиле трассы на дугах сетки координатами точек излома рельефа местности. Известны характеристики проектируемого трубопровода — единичные стоимости прокладки трубопровода в различных категориях местности, стоимость сооружения НС, гидравлический уклон и т. п. Задача заключается в отыскании на сетке такого положения трассы нефтепровода, вдоль которой приведенные затраты на сооружение трубопровода и НС минимальны.

Это условие можно представить в следующем виде:

$$w_{\text{опт}} = \min (w_{\tau j} + w_{c j}), \quad (3.8)$$

где $w_{\text{опт}}$ — затраты на сооружение трубопровода и НС по оптимальной трассе между A и K ; $w_{\tau j}$ — затраты на сооружение линейной части трубопровода вдоль любого j -го пути от A до K ; $w_{c j}$ — затраты на сооружение насосных станций для j -го пути от A до K .

Учет расстановки НС одновременно с выбором оптимальной трассы значительно усложняет задачу поиска, поскольку стоимость любого допустимого пути на сетке существенным образом зависит от того, как этот путь будет продолжен до конечной точки трассы. Поэтому использование алгоритма, предполагающего, что при каждой очередной настройке стоимости полученного пути не зависит от решений, принимаемых на последующих шагах, становится затруднительным. В связи с этим возникла необходимость разработки соответствующих методов поиска трассы с учетом расстановки НС.

Решение задачи с помощью кратных по оптимальности трасс.

Определим на сетке первый по оптимальности путь (таких путей может быть несколько) без учета расстановки НС. Обозначим его стоимость через $w_{\tau 1}$. Вычислим число НС, необходимое для функционирования трубопровода по этому пути, и обозначим стоимость их сооружения через $w_{c 1}$. Тогда полная стоимость строительства трубопровода и НС вдоль этого пути

$$w_1 = w_{\tau 1} + w_{c 1}. \quad (3.9)$$

Найдем далее второй по оптимальности путь от A до K без учета НС (стоимость его $w_{\tau 2}$) и сравним w_1 с $w_{\tau 2}$. Если $w_1 \leq w_{\tau 2}$, а следовательно, меньше стоимости всех остальных возможных путей, то первый по оптимальности путь является наилучшим и с учетом расстановки НС. Поиск на этом заканчивается. Если $w_1 > w_{\tau 2}$, то вычисляем стоимость сооружения НС вдоль второго по оптимальности пути $w_{c 2}$. Соответственно полная стоимость трассы по этому пути

$$w_2 = w_{\tau 2} + w_{c 2}.$$

Отыскиваем третий (без НС) по оптимальности путь стоимостью $w_{\tau 3}$ и сравниваем его с $\min (w_1, w_2)$. Если $\min (w_1, w_2) \leq w_{\tau 3}$, то поиск заканчиваем. Искомой оптимальной трассой является первый по оптимальности путь, если $w_1 < w_2$ и второй, если $w_1 > w_2$. В случае $\min (w_1, w_2) > w_{\tau 3}$ вычисляем $w_{c 3}$ и w_3 и т. д. Процесс поиска продолжается до тех пор, пока не будет выполнено условие

$$\min_j (w_1, w_2, w_3, \dots, w_{j-1}) \leq w_{\tau j}, \quad (3.10)$$

где $w_{\tau j}$ — стоимость j -го по оптимальности пути между A и K без учета насосных станций.

Определив далее наименьшее значение стоимости трубопровода с НС среди w_1, w_2, \dots, w_{j-1} , получим оптимальную трассу нефтепровода с учетом расстановки НС.

Достоинством этого метода является то, что для решения задачи необходима информация о рельефе местности не по всей области поиска, а лишь для рассматриваемого ряда трасс, близких к оптимальной. Однако при таком решении трудно заранее определить, какое число путей потребуется для завершения вычислительного процесса, хотя можно предположить, что их будет не более четырех — пяти. При некоторых условиях их число может быть значительным и поиск будет длиться достаточно долго. Для ускорения этого процесса изменим алгоритм поиска следующим образом. Заменим стоимость трассы без НС в правой части (3.10) стоимостью сооружения трубопровода и НС, равной $w_j^* = w_{\tau j} + w_{c j}^*$, где $w_{c j}^*$ — стоимость строительства НС, размещенных по «кратчайшему» пути на сетке без учета рельефа. Для любого пути между A и K в этом случае будет справедливо соотношение

$$w_j^* \leq w_j, \quad (3.11)$$

где w_j — стоимость прокладки трубопровода с учетом НС вдоль любого по оптимальности пути.

В результате такого изменения алгоритма в процессе поиска оптимальной трассы будут рассматриваться только те пути, для которых

$$\min_j (w_1, w_2, \dots, w_{j-1}) \leq w_j^*. \quad (3.12)$$

При выполнении этого условия решение задачи заканчивается, так как все остальные пути будут иметь большую стоимость. Объем вычислений при этом существенно сократится.

На практике для использования описанного метода можно вначале провести поиск нескольких по оптимальности трасс, а затем определить нужное для них число насосных станций и сравнить с соответствующими стоимостями. Если анализ покажет, что оптимальный вариант пока не может быть выявлен, то следует провести поиск еще ряда очередных по оптимальности трасс, действуя

таким образом до тех пор, пока не будет выполнено условие оптимальности (3.12).

Поиск оптимальной трассы нефтепровода с одновременным учетом расстановки НС.

Сущность данного метода заключается в том, что учет расстановки НС осуществляется на каждом шаге поиска оптимальной трассы.

Введем в рассмотрение функцию пути (например, стоимость) $\Phi(l)$, удовлетворяющую следующим условиям: 1) для любого допустимого пути l из начальной точки трассы $\Phi(L) \geq \Phi(l)$ при любом L , содержащем l в качестве начального отрезка; 2) для любого допустимого пути, который может быть принят в качестве окончательной трассы (обозначим его l_{AK}) стоимостью $f(l_{AK})$, справедливо равенство

$$\Phi(l_{AK}) = f(l_{AK}). \quad (3.13)$$

Если мы теперь воспользуемся основным алгоритмом, ставя в соответствие каждому пробному пути величину $\Phi(l)$, то получим оптимальную трассу (все множество оптимальных трасс, если таковых несколько). Действительно, так как $\Phi(l)$ — монотонная функция пути (условие 1), то процесс поиска завершится определением всех допустимых путей, соединяющих A и K , для которых $\Phi(l)$ минимальна. Но для любого пути, соединяющего A и K , $\Phi(l_{AK}) = f(l_{AK})$ (условие 2). Поэтому множество путей между A и K , для которых $\Phi(l_{AK})$ обращается в минимум, совпадает с множеством путей между A и K , для которых $f(l_{AK})$ минимальна.

Для поиска оптимальной трассы выберем в качестве оценивающего параметра любого пробного пути l на сетке монотонную функцию пути $w(l)$, численно равную затратам на сооружение трубопровода и НС на l . Согласно определению,

$$w(l) = w_{\tau}(l) + w_{г.с} + w_{п.с}(n-1), \quad (3.14)$$

где $w_{\tau}(l)$ — стоимость сооружения трубопровода по l ; $w_{г.с}$ и $w_{п.с}$ — стоимости сооружения головной и промежуточной НС соответственно; n — число НС, необходимое для функционирования трубопровода, проложенного по l .

Поскольку для всех трасс стоимость $w_{г.с}$ одинакова, то в дальнейшем (3.14) можно использовать в виде

$$w_1(l) = w_{\tau}(l) + w_{п.с}(n-1), \quad (3.15)$$

а $w_{г.с}$ — добавлять к $w_1(l)$ для всех трасс от A до K . По этой же причине при $n < 1$ формула (3.15) принимает вид

$$w_2(l) = w_{\tau}(l). \quad (3.16)$$

В любом случае функции $w_{1,2}(l)$ удовлетворяют условиям 1 и 2, т. е. $w_1(L) \geq w_1(l)$ и $w_1(l_{AK}) = f(l_{AK})$, где $f(l_{AK})$.

Таким образом, характеристика $w_{1,2}(l)$ обладает двумя необходимыми свойствами, наличия которых достаточно, чтобы основной алгоритм с использованием $w_{1,2}(l)$ в качестве оценивающего параметра приводил к цели.

§ 16. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ КОНФИГУРАЦИИ ТРУБОПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ

Поиск оптимальной трассы трубопровода между двумя точками — важная для практики задача. Но она является частным случаем более общей задачи, когда нужно соединить трубопроводом несколько начальных, промежуточных

и конечных точек. Эта чрезвычайно сложная для практической реализации задача решалась до разработки новых методов выбора трасс методом попыток, что не позволяло получить наилучшее решение. Разработка теоретических основ и методов практической реализации поиска оптимальной конфигурации трубопроводной системы была осуществлена П. П. Бородавкиным, Б. И. Климом, О. В. Брагилевским, В. В. Бесхижко, С. А. Ивановым. Рассмотрим основные задачи оптимизации трубопроводной системы. Поиск осуществляется по сетке, заменяющей реальные условия местности (см. § 13).

Конфигурация трубопроводной системы, имеющей одну начальную, одну конечную и несколько промежуточных точек

Поиск оптимальной конфигурации трубопроводной системы проводим с помощью кратных трасс (см. § 14).

Пусть задана сетка, в узлах которой находятся начальная, конечная и одна промежуточная точки. Заданы также диаметры основного трубопровода и отвода к промежуточной точке, что позволяет оценить стоимость строительства вдоль каждой дуги.

Находим оптимальную трассу между A и K по методике, приведенной в § 14, не учитывая промежуточную точку (рис. 3.9). Далее из точки B , используя тот же метод, строим оптимальный путь, по которому отвод должен подойти к трассе из A в K . Отличие в поиске пути — отвода заключается в том, что поиск заканчивается, как только один из надстраиваемых путей — отводов достигнет одной из точек, принадлежащих оптимальному пути основной трассы из A в K . В результате получим трассу с отводом (она может оказаться не единственной, однако в данном случае это несущественно). Но полученная трасса может не являться оптимальной, так как не исключена возможность, что существует такая трасса между A и K , стоимость которой будет выше стоимости оптимальной, но стоимость оптимального отвода от B этой (второй) трассы значительно ниже. В результате общая стоимость такой трассы с отводом может оказаться ниже, чем у ранее найденной трассы. Имея это в виду, определение оптимальной трассы трубопровода с отводами можно осуществить при помощи трасс, кратных по оптимальности.

Поиск оптимальной трассы с отводом будем осуществлять следующим образом. Определим первую по оптимальности трассу между A и K . Найдем оптимальный отвод к ней. Затем найдем вторую по оптимальности трассу между A и K . Если стоимость этой трассы выше стоимости трассы с отводом, найденной раньше, то процесс поиска закончен, и первая по оптимальности трасса с отводом к ней является искомой. В противном случае ко второй по оптимальности трассе определяется оптимальный отвод от B и т. д. Процесс поиска продолжается до тех пор, пока не будет получена n -кратная трасса между A и K , стоимость которой превышает стоимость наиболее дешевой трассы с отводом. Полученная наиболее дешевая трасса с отводом и является искомой оптимальной трассой.

Метод кратных трасс можно применить для поиска оптимальной трассы с несколькими отводами. Для этого после отыскания оптимальной трассы с одним отводом — назовем ее первой по оптимальности трассой с одним отводом — определяется оптимальный отвод к следующей промежуточной точке B_1 . Затем находятся кратные по оптимальности трассы с одним отводом и соответствующие отводы к B_1 . В результате определяется оптимальная трасса с двумя отводами. Определяя кратные по оптимальности трассы с двумя отводами, можно

найти оптимальную трассу с тремя отводами и т. д. Использовать метод кратных трасс целесообразно в тех случаях, когда длина отводов незначительна по сравнению с длиной генеральной трассы, а трассы, кратные по оптимальности, имеют существенные различия в стоимости. Ввиду этого при практическом применении метода обнаруживается ряд существенных недостатков: определение оптимальной трассы трубопровода с отводами при многократном изменении диаметра трубопровода весьма затруднительно;

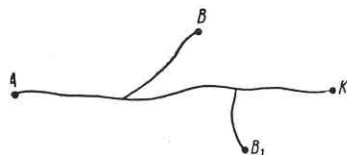


Рис. 3.9. Схема разветвленных трасс

объем вычислительных работ для трасс значительной протяженности с большим числом отводов очень велик ввиду необходимости вычисления трасс с высокой кратностью по оптимальности;

определение оптимальной трассы с отводами становится затруднительным, если длина отводов сравнима с длиной генеральной трассы, а число таких отводов велико.

Поиск оптимальной трассы трубопровода между несколькими начальными и конечными точками при постоянном диаметре труб

Рассмотрим решение задачи поиска оптимальной трассы газопровода между несколькими начальными и конечными точками при постоянном диаметре. Задачу будем решать в сеточной постановке. Поиск оптимальной трассы осуществляется в виде многошагового процесса.

Пусть необходимо найти оптимальную трассу (рис. 3.10) между n -мерной начальной (A_1, A_2, A_3 и т. д.) и m -мерной конечной (K_1, K_2, K_3 и т. д.) точками. Начнем поиск с начальной n -мерной точки: A_1, A_2, A_3, \dots . Рассмотрим случай, когда $n > m$. На первом шаге надстраиваем все n одномерных путей во всех допускаемых сеткой направлениях и проведем оценку полученных n -мерных путей. Выбираем путь, обладающий минимальной стоимостью, проведем его надстройку и оценим стоимость вновь полученных путей. Из большого числа полученных путей рассмотрим тот, который обладает минимальной стоимостью, и продолжим процесс поиска аналогично. Будут получены n -мерные ($n - 1, n - 2$ и т. д.) пути.

Как только размерность полученного пути станет меньше размерности конечной точки, необходимо этот путь надстраивать не только с полученной размерностью, но и с размерностями в промежутке между размерностью данного пути и размерностью конечной точки. Так, например, если получен k -мерный путь, а размерность конечной точки равна m (при $k < m$), то из точки, являющейся концом k -мерного пути, необходимо надстраивать пути размерностью $k, k + 1, \dots, m - 1, m$.

Пусть на каком-то шаге в результате слияния трехмерного пути получен одномерный путь в точке x (см. рис. 3.10). Продолжать его мы можем как трехмерные (рис. 3.10, а), двумерные (рис. 3.10, б) и одномерный (рис. 3.10, в) пути во всех допускаемых сеткой направлениях (на рис. 3.10 изображено одно из возможных направлений). Если $n \leq m$, то сразу выполняют надстройку путей размерностью ($n, n + 1, \dots, m$).

При достижении одной или нескольких конечных точек путем, размерность которого совпадает с размерностью многомерной конечной точки, надстройку одномерных путей, совпавших с одномерными конечными точками, прекращают, а надстройку остальных продолжают. Если же размерность пробного пути меньше размерности многомерной конечной точки, то достижение одним или несколькими одномерными путями соответствующих одномерных конечных точек (или точки) не может быть основанием для прекращения их надстройки.

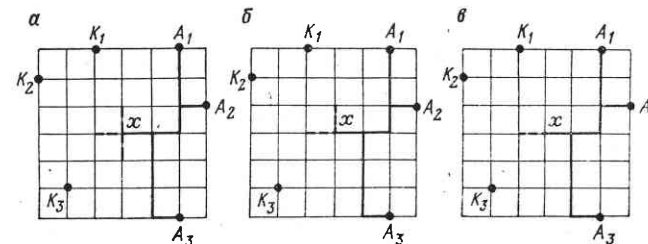


Рис. 3.10. Схемы продолжения надстраиваемых путей

Стоимость начального многомерного пути, состоящего из несовпадающих одномерных путей, состоит из суммы стоимостей этих путей:

$$w_n = \sum_{i=1}^n w_i, \quad (3.17)$$

где w_n — стоимость n -мерного пути; w_i — стоимость i -го одномерного пути, составляющего n -мерный путь.

В случаях слияния и разветвления путей получают пути, имеющие различную размерность. Стоимость пути, имеющего размерность x ($x = 1, 2, \dots, m$, если $m \geq n$ и $x = 1, 2, \dots, n$, если $m \leq n$), определяют по формуле

$$w_x = \sum_{i=1}^x w_i. \quad (3.18)$$

По этой формуле вычисляют стоимости сливающихся и неразветвляющихся путей. Если же путь разветвляется или сливается или имеет место и то и другое, то после каждого изменения размерности стоимость пробного пути подсчитывают по формуле (3.18) для нового значения x , до тех пор пока не произойдет очередное изменение размерности. Таким образом, полная стоимость пробного пути в общем случае

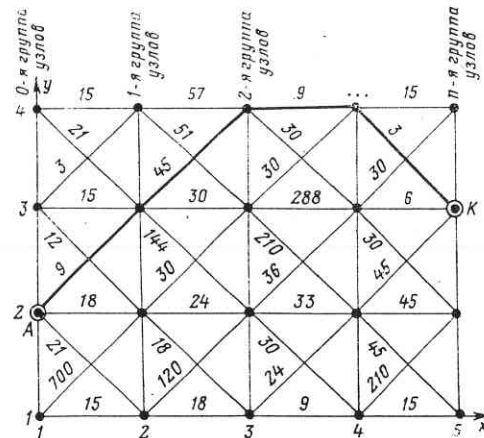
$$w = w_{x_1} + w_{x_2} + \dots + w_{x_k}, \quad (3.19)$$

где k — число изменений размерности.

§ 17. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОГО АНАЛИЗА ВАРИАНТОВ ПРИ ПОИСКЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ТРАССЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Описанные в § 16 методы позволяют эффективно решать возникающие задачи для трасс сравнительно небольшой протяженности. Для расчета трасс значительной протяженности (более 1000 км) разработан алгоритм, основанный на методе исследовательского анализа вариантов.

Пусть задана сетка с начальным A и конечным K пунктами трассы (рис. 3.11). Совокупность узлов сетки, отстоящих от A на одну дугу, назовем 1-й группой узлов. Соответственно совокупность узлов сетки, отстоящих на одну дугу от узлов 1-й группы, назовем 2-й группой узлов. При этом будем считать, что точка A принадлежит 0-й, а K — n -й группе узлов. На каждом шаге поиска будем надстраивать не один наиболее перспективный пробный путь, а все пути, конечные точки которых находятся в k -й ($0 \leq k \leq n$), группе, независимо от их стоимости. Процесс поиска начинаем с 0-й группы ($k = 0$). На каждом шаге



вычислительной процедуры находим стоимость всех пробных путей от начальной точки A до соответствующих узлов $k + 1$ -й группы. При этом стоимость линейной части определяем как сумму стоимостей дуг, входящих в рассматриваемый пробный путь. Если в некотором узле какой-либо группы оканчивается несколько пробных путей с различной стоимостью, то для дальнейшего рассмотрения сохраняем наилучший из них или все наилучшие (одинаковые по стоимости). Продолжая таким

Рис. 3.11. Схема к выбору оптимальной трассы с использованием последовательного анализа вариантов

образом процедуру вычисления, получим оптимальную или несколько конкурирующих (близких по оптимальности) вариантов трассы от A до K . Действительно, так как на каждом шаге процесса осуществляется отбраковка бесперспективных или неконкурентоспособных пробных путей в соответствии с принципом оптимальности Беллмана, то и конечной точки трассы достигнут только оптимальные или же близкие к ним по стоимости пути. Достоинством изложенного метода является то, что надстройка пробных путей проводится в соответствии с расположением группы узлов.

Следовательно, если скомпоновать исходную информацию для ЭВМ по блокам, содержащим информацию о дугах сетки, расположенных между двумя смежными группами, то в процессе решения задачи отпадет необходимость в поиске требуемой информации на внешнем носителе ЭВМ. Для выполнения очередного шага процедуры достаточно ввести в оперативную память лишь очередной блок исходной информации. Число обращений к внешнему устройству в этом случае будет равно числу групп, а оптимальная трасса будет получена за один полный цикл обращения к массиву исходных данных. Вследствие этого средняя продолжительность расчета существенно уменьшится, так как время обращения к внешнему устройству значительно больше средней продолжительности выполнения вычислительной операции (например, для ЭВМ «Минск-32» примерно в 1000 раз). В результате среднее время счета $M(T)$ будет изменяться линейно:

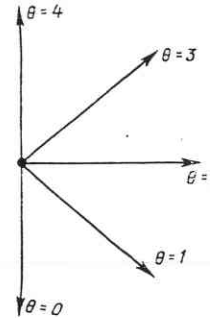
$$M(T) = (am + b)n,$$

где a — среднее время рассмотрения одного пробного пути; m — максимальное число узлов в одной группе; b — среднее время считывания в оперативную память блока исходных данных; n — число групп.

Если помимо оптимальной трассы требуется определить несколько других кратных трасс (близких к оптимальной по стоимости), то в процессе поиска в каждом узле группы необходимо сохранять не только наилучший и конкурирующий пути, но и соответствующее число пробных путей, определяемое кратностью.

Для упорядоченных сеток, таких как прямоугольная, прямоугольная с диагоналями, в качестве блоков можно использовать полосы между двумя соседними группами узлов. В этом случае в оперативной памяти ЭВМ достаточно хранить только направления входа в каждый узел θ (рис. 3.12) и стоимости пробных путей, заканчивающихся в рассматриваемой полосе. При таком изменении процедуры поиска объем информации, хранимой в оперативной памяти ЭВМ, сократится в 15–20 раз по сравнению с описанными ранее алгоритмами.

Рис. 3.12. Направления входа в узел



При проектировании реальной трассы может возникнуть необходимость получить не только оптимальную, но и ряд других трасс, близких по значению критерия к оптимальной. Предложенный алгоритм и в этом случае оказывается более эффективным.

Пример. Рассчитаем оптимальную трассу методом последовательного анализа (см. рис. 3.11). На каждой дуге обозначим их стоимости (условные числа). Будем определять оптимальную трассу на сетке (см. рис. 3.11), считая, что движение по вертикальным дугам запрещено ($\theta = 1, 2, 3$, см. рис. 3.12). За начальную точку трассы примем точку A (1, 2), за конечную — точку K (5, 3). Поиск будем осуществлять с помощью таблицы, строки которой скомпонован по группам; число групп равно числу узлов по горизонтали (x). Каждая группа содержит столько столбцов, сколько узлов находится по вертикали (y) (табл. 3.3). Нумерацию и заполнение групп и столбцов осуществляем последовательно от $x = x_A$ до $x = x_K$, от $y = y_{\min}$ до $y = y_{\max}$ (y_{\min} и y_{\max} — ординаты нижней и верхней образующей сетки).

Заполнение табл. 3.3 осуществляем следующим образом.

Заполнение 1-й группы. В 1-ую строку заносим информацию о начальной точке (стоимость и направление входа в эту точку). Параметры этой группы равны нулю.

Заполнение 2-й группы. Во 2-ую строку заносим данные об узлах с координатой $x = 2$. Для этого начальную точку A (1, 2) надстраиваем на одну дугу по всем допускаемым направлениям (см. рис. 3.12). В 1-й столбец 2-й строки заносим стоимость пути ($w = 21$) от точки A (1, 2) до точки M_2 (2, 1) и направление $\theta = 1$; во 2-й столбец 2-й строки заносим стоимость пути ($w = 18$) от точки A (1, 2) до точки M_2 (2, 2) и направление пути $\theta = 2$; в 3-й столбец — $w = 9$, $\theta = 3$ для M_2 (2, 3) (на рис. 3.11 точки M не обозначены).

Заполнение 3-й группы.

3-я группа в отличие от предыдущих групп состоит из нескольких строк, соответствующих числу точек в предыдущей группе. Для заполнения этой

Поиск оптимального пути

Таблица 3.3

Номер группы	Номер строки	x	y=1		y=2		y=3		y=4	
			w	θ	w	θ	w	θ	w	θ
1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	2	2	21	1	18	2	9	3		
3	3	3	39	2	141	3				
	4		36	1	42	2	48	3		
	5				153	1	39	2	54	3
4	6	4	45	2	60	3				
	7		72	1	75	2	78	3		
	8				249	1	327	2	69	3
	9						84	1	63	2
5	10	5	60	2	255	3				
	11		105	1	105	2	105	3		
	12				108	1		2	108	3
	13						66	1	78	2

группы берем точки 2-й группы $M_2(2, 1)$, $M_2(2, 2)$, $M_2(2, 3)$ и надстраиваем их на одну дугу по всем допускаемым направлениям.

Рассмотрим процедуру заполнения строк при надстройке путей из начальной точки A до точек с $x = 3$ через точки $M_2(2, 1)$, $M_2(2, 2)$, $M_2(2, 3)$. В 1-й столбец 3-й строки заносим стоимость пути от начальной точки A до точки $M_3(3, 1)$ и направления входа в эту точку: $w = 21 + 18 = 39$, $\theta = 2$.

Аналогично для точки $M_3(3, 2)$ получаем: $w = 21 + 120 = 141$ и $\theta = 3$. Эти данные заносим во 2-й столбец.

Далее переходим к заполнению 4-й строки при надстройке путей из точки A проходящих через точку $M_2(2, 2)$. Получаем $w = 36$ и $\theta = 1$; $w = 42$ и $\theta = 2$; $w = 48$ и $\theta = 3$. Эти данные занесены соответственно в 1; 2 и 3-й столбцы и т. д. После заполнения последней строки третьей группы, соответствующей надстройке точки $M_2(2, 3)$, отбраковываем конкурирующие пути, имеющие одинаковые конечные точки. Для этого в каждом столбце 3-й группы определяем и сохраняем наименьшую стоимость и соответствующее ей направление (если такая стоимость не единственная, то выбирается любая из них). Остальные значения стоимостей и направлений входа из группы удаляем (в табл. 3.3 информация, подлежащая дальнейшему рассмотрению, выделена жирным шрифтом, а удаление условно не проводилось для сокращения записи).

Заполнение 4-й группы осуществляем аналогично предыдущей, т. е. последовательно для всех выделенных точек, оставшихся в третьей группе. Затем в каждом столбце 4-й группы выделяем наименьшую стоимость и соответствующее ей направление входа в точку (в табл. 3.3 выделены).

После заполнения 5-й группы процесс поиска оптимальной трассы заканчиваем. Трассу восстанавливаем от конечной точки $K(5, 3)$, для которой $w = 66$, $\theta = 1$, к начальной. Так как $\theta = 1$, то соседней точкой на восстанавливаемом пути является точка $M_4(4, 4)$. Для $M_4(4, 4)$ в табл. 3.3 в 8 и 9-й

строках определяем наименьшую стоимость $w = 63$ с направлением $\theta = 2$ (9-я строка).

Следовательно, соседней с точкой $M_4(4, 4)$ на оптимальной траектории является точка $M_3(3, 4)$. Процесс восстановления продолжаем до тех пор, пока не придем в начальную точку трассы $A(1, 2) = M_1(1, 2)$. В результате получим оптимальную трассу $A(1, 2)$, $M_2(2, 3)$, $M_3(3, 4)$, $M_4(4, 4)$, $K(5, 3)$, стоимость которой равна 66 единицам (на рис. 3.11 она показана жирной линией).

§ 18. ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ПОИСКА ОПТИМАЛЬНЫХ ТРАСС

Как уже отмечалось, исходная информация включает данные о местности в области возможного положения трассы (см. § 12), стоимостные показатели (или иной критерий оптимальности), и расчетные параметры трубопровода.

Данные о местности и условиях строительства

На всю область поиска должен быть подготовлен картографический материал. Используются топографические карты масштаба 1 : 25 000—1 : 100 000. Использование карт более мелкого масштаба нецелесообразно, так как они не позволяют получить достоверный материал о местности. Наряду с картами могут использоваться материалы съемки поверхности Земли, выполняемой со спутников. Для детализации некоторых (наиболее сложных) участков можно использовать аэрофотоснимки и топографические карты масштаба 1 : 10 000.

На карты наносится сетка, конфигурация которой выбирается в зависимости от сложности условий строительства, масштаба топографических карт, протяженности трассы и ширины области поиска. Некоторые из видов сеток изображены на рис. 3.4. Здесь мы остановимся на одном весьма важном вопросе о сетке произвольной конфигурации. Основным является следующее требование: какой-бы ни была сетка произвольной формы, конфигурация расчетной сетки должна быть обязательно приведена к прямоугольной с диагоналями или без них. Это позволяет упорядочить структуру записи исходной информации при снятии ее с карт, а также упростить ее подготовку на машинных носителях ЭВМ и упрощает процедуру расчета. Покажем, как осуществляется преобразование сетки.

На рис. 3.13, а показана сетка произвольной конфигурации. На первом этапе преобразования вводим фиктивные узлы 15, 16, 17, 18 (рис. 3.13, б). Затем условно выравниваем дуги этой сетки и получаем сетку, изображенную на рис. 3.14, а сплошными линиями. Дополняя недостающие дуги (они показаны пунктиром), получаем сетку прямоугольной формы с диагоналями. Причем на всех дополнительных дугах и узлах (узлы на рис. 3.14 обозначены кружочками) запрещается прокладка трубопровода. Поэтому никакой дополнительной работы по съемке данных с карт введения фиктивных дуг не требует. Сформированная таким образом сетка представляет совокупность вертикальных полос. На рис. 3.14, б изображена первая полоса сетки. Нумерация полос проводится слева направо, а нумерация дуг — снизу вверх. Как видно из рисунка, в пределах данной полосы только дуги 4, 5, 6 — действительные; остальные фиктивные. Соответственно снятие информации с карт проводится только по этим дугам, а остальные обозначаются символом «запрещение» по классификационной таблице.

На рис. 3.5 изображен используемый в качестве эталона участок топографической карты, на которой нанесены дуги действительной сетки. Каждая из

дуг пересекает участки различных категорий. Определяя номер каждой категории и ее длину, получают полную характеристику условий местности вдоль каждой из дуг. Например, дуга между узлами 1 и 4, имеющая длину 21 км, пересекает участки следующих категорий: 21 (7,3 км), 11 (0,6 км), 33 (0,3 км), 22 (3,6 км), 11 (1,6 км), 52 (1,5 км), 61 (1,8 км) и 48 (4,3 км). Какие это виды местности, можно узнать, посмотрев классификацию (приложение 2). Характеристики, получаемые с топографических карт, могут дополняться данными инженерно-геологической карты СССР.

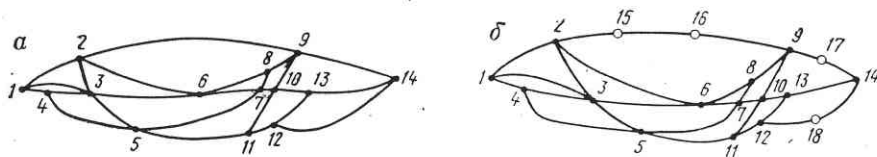


Рис. 3.13. Сетка произвольной формы

Инженерно-геологическая характеристика дополняется по инженерно-геологической карте СССР масштаба 1 : 2 500 000, на которой показаны генетические и литологические различия пород.

Кроме этой карты, в фондах территориальных геологических управлений имеются карты четвертичных отложений масштаба 1 : 200 000 и карты фактического материала, которые позволяют детализировать инженерно-геологическую характеристику предполагаемого района строительства газопровода.

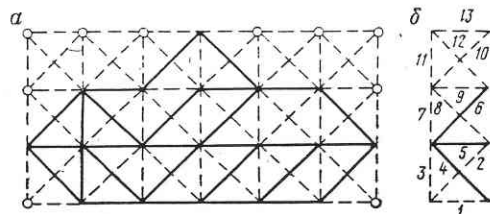


Рис. 3.14. Упорядоченная сетка

Границы распространения и характер вечномёрзлых грунтов устанавливаются по геокриологическим картам и аэрофотоснимкам, при дешифрировании которых определяются зоны сплошной и островной мерзлоты, глубины сезонного протаивания, бугры пучения, термокарстовые явления, солифлюкционные процессы и т. д.

Уровень грунтовых вод определяется по гидрогеологическим картам масштаба 1 : 200 000—1 : 5 000 000 и аэрофотоснимкам. Для каждого комплекса отложений характерны свои закономерности распространения водоносных горизонтов. Для песков, например, выдержанный горизонт вод обычно ниже 3 м. Моренные суглинки характеризуются спорадическим распространением подземных вод, приуроченных к линзам и слоям песков.

Характеристики болот уточняются по справочникам торфяного фонда, в которых приводятся данные по всем исследованным болотам: местоположение, площадь, мощность торфа, строение торфяной залежи, растительный покров. К справочникам приложены карты масштаба 1 : 600 000.

Характеристики рек (ширина, глубина, средняя скорость течения) приводятся на топографических картах, а также в гидрологических ежегодниках, лоцманских картах. Отличную информацию о реках дают аэрофотоснимки.

Характеристика лесных массивов (высота деревьев, диаметр, густота, контуры лесных массивов) уточняются по лесным фотопланам масштаба 1 : 25 000 и крупнее.

Направление съемки информации по дуге в зависимости от ее ориентации принято слева направо для горизонтальных и диагональных дуг и снизу вверх для вертикальных.

Стоимостные показатели

Как отмечалось в § 11, в качестве стоимостных показателей могут использоваться различные критерии. Но наиболее общим является критерий приведенных затрат, учитывающих и капитальные вложения, и эксплуатационные затраты после ввода трубопровода в эксплуатацию:

$$w_{\text{пр}} = Kc + \mathcal{E}, \quad (3.20)$$

где K — капитальные вложения; c — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, равный 0,12; \mathcal{E} — ежегодные эксплуатационные издержки.

Поскольку поиск оптимальной трассы осуществляется по дугам сетки, то каждая дуга должна быть оценена соответствующим критерием $w_{\text{пр}}$. Капитальные и эксплуатационные затраты складываются в основном из затрат на линейную часть и компрессорные или перекачивающие станции (в зависимости от назначения трубопровода).

Как показывает опыт проектирования и эксплуатации газопроводов, величина \mathcal{E} для линейной части составляет при подземной схеме укладки 0,04 от $K_{\text{л.ч}}$, а для $K_{\text{КС}}$ — примерно 0,2 $K_{\text{КС}}$. Коэффициент c одинаков для линейной части и для $K_{\text{КС}}$ и равен 0,12. На каждой дуге встречаются различные условия прокладки, поэтому затраты на строительство только линейной части для каждой дуги будет

$$K_{\text{л.ч}} = \sum_1^n k_i l_i, \quad (3.21)$$

где k_i — стоимость прокладки единицы длины трубопровода для данной категории местности; l_i — длина участка соответствующей категории.

Стоимость сооружения $K_{\text{КС}}$ разносится на каждую дугу. Например, при стоимости $K_{\text{КС}}$ 450 тыс. руб. и среднем расстоянии между $K_{\text{КС}}$ 150 км на каждый километр приходится по 3 тыс. руб. При длине дуги 10 км общие затраты на $K_{\text{КС}}$ ($K_{\text{КС}}$) для данной дуги составят 30 тыс. руб.

Учитывая изложенное, выражение (3.20) можно представить в следующем виде (для газопроводов):

$$w_{\text{пр}} = (c + c_1) \left(\sum_1^n k_i l_i + \frac{b}{c + c_1} K_{\text{КС}} \right), \quad (3.22)$$

где c — коэффициент эффективности капитальных вложений, равный 0,12; c_1 — коэффициент, учитывающий эксплуатационные расходы на линейную часть; b — коэффициент, равный сумме коэффициентов, учитывающих эксплуатационные расходы на $K_{\text{КС}}$ и эффективность капитальных вложений по $K_{\text{КС}}$, т. е. $b = c + c_{\text{КС}}$.

Приняв для газопровода приведенные числовые значения $c = 0,12$; $c_1 = 0,04$; $c_{КС} = 0,2$, получаем

$$w_{пр} = (0,12 + 0,04) \left(\sum_1^n k_i l_i + \frac{0,2 + 0,12}{0,12 + 0,04} K_{КС} \right), \quad (3.23)$$

или

$$w_{пр} = 0,16 \left(\sum_1^n k_i l_i + 2K_{КС} \right).$$

Для определения $w_{пр}$ необходимо знать капитальные вложения в строительство 1 км трубопровода в различных категориях местности. Для участков всех категорий, встречающихся по дугам сетки, вычисляются капитальные вложения на 1 км при принятых конструктивных схемах прокладки линейной части, а также капитальные вложения на перекачивающую станцию.

Для примера приведем некоторые стоимостные показатели для трубопроводов различных диаметров, сооружаемых в нормальных условиях (табл. 3.4). Заметим, что стоимости определяются для всего комплекса работ (землеройных, сварочно-монтажных, изоляционно-укладочных, подготовительных), а также с учетом стоимости материалов и оборудования. Эти данные устанавливаются по единым нормам и расценкам (ЕНиР), прейскурантам, ведомственным нормативам, а также по выполненным ранее аналогичным сметно-финансовым расчетам при проектировании других трубопроводов. Необходимо также учитывать районирование территории СССР.

Таблица 3.4

Капитальные вложения на строительство трубопроводов

D_n , мм	Капитальные вложения в линейную часть, тыс. руб. на 1 км		Капитальные вложения на строительство одной НС, тыс. руб.	
	1-я нитка	2-я нитка	Головная	Промежуточная
273	24,9	20,1	1 504	854
325	28,8	22,8	1 643	920
377	33,6	27,5	1 867	1127
426	37,6	31,5	2 556	1274
530	56,6	49,1	5 418	1926
630	71	56	6 730	2012
720	77,5	62,1	8 077	2170
820	91,1	74,9	9 202	2554
1020	136,1	119,6	15 396	3024
1220	180,8	165,6	16 193	3550
1420	235,5	—	—	—

ОПТИМАЛЬНОЕ ПРОФИЛИРОВАНИЕ ПОДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ¹

§ 19. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОФИЛИРОВАНИИ

Трубопровод укладывают в грунт в определенном высотном положении, исходя из условий прочности, устойчивости и минимальных объемов работ. Установление высотного положения трубопровода — профилирование — осуществляется в проектных организациях на стадии составления рабочих чертежей. При определении высотного положения основное значение имеют мастерство и опыт проектировщика. Однако даже при самом внимательном выполнении нельзя быть уверенным в том, что положение трубопровода будет выбрано оптимальным, т. е. таким, при котором стоимость земляных работ будет наименьшей. Указанную задачу можно решить с учетом возможных схем укладки трубопровода:

трубопровод укладывают полностью подземно, выход труб на поверхность земли исключается, а линия трубопровода формируется только за счет создания кривых упругого изгиба;

допускается возможность выхода труб на поверхность и укладки их в насыпи; в этом случае наимыгоднейшее положение линии трубопровода определяется из минимума стоимости земляных работ при выполнении требований упругого изгиба;

формирование линии трубопровода осуществляется за счет кривых упругого изгиба и углов поворота малого радиуса; в этом случае при определении наилучшего положения трубопровода учитывается как стоимость земляных работ, так и стоимость создания углов поворота малого радиуса, а также усложнение производства изоляционно-укладочных работ.

Магистральные трубопроводы малых и даже средних диаметров обладают относительно большой гибкостью и позволяют вести укладку их на некоторой постоянной глубине соответственно профилю трассы. Оценить пригодность профиля трассы для укладки трубопровода на постоянной глубине можно, сопоставляя кривизну профиля трассы и допускаемую кривизну трубопровода, обусловленную требованиями обеспечения прочности труб при изгибе, а при определенных условиях и требованиями устойчивости. Такой оценкой профиля трассы, задаваемого высотными отметками $h(x)$ при минимально допустимом радиусе изгиба R_{min} , может служить величина

$$w(L, h) = \frac{1}{L} \int_0^L f(x, h) dx, \quad (4.1)$$

где $f(x, h)$ — кусочно-линейная функция,

$$f(x, h) = \begin{cases} 1 & \text{при } \left| \frac{d^2h}{dx^2} \right| \leq \frac{1}{R_{min}}, \\ 0 & \text{при } \left| \frac{d^2h}{dx^2} \right| > \frac{1}{R_{min}}. \end{cases} \quad (4.2)$$

¹ Глава 4 написана авторами совместно с Б. В. Самойловым.

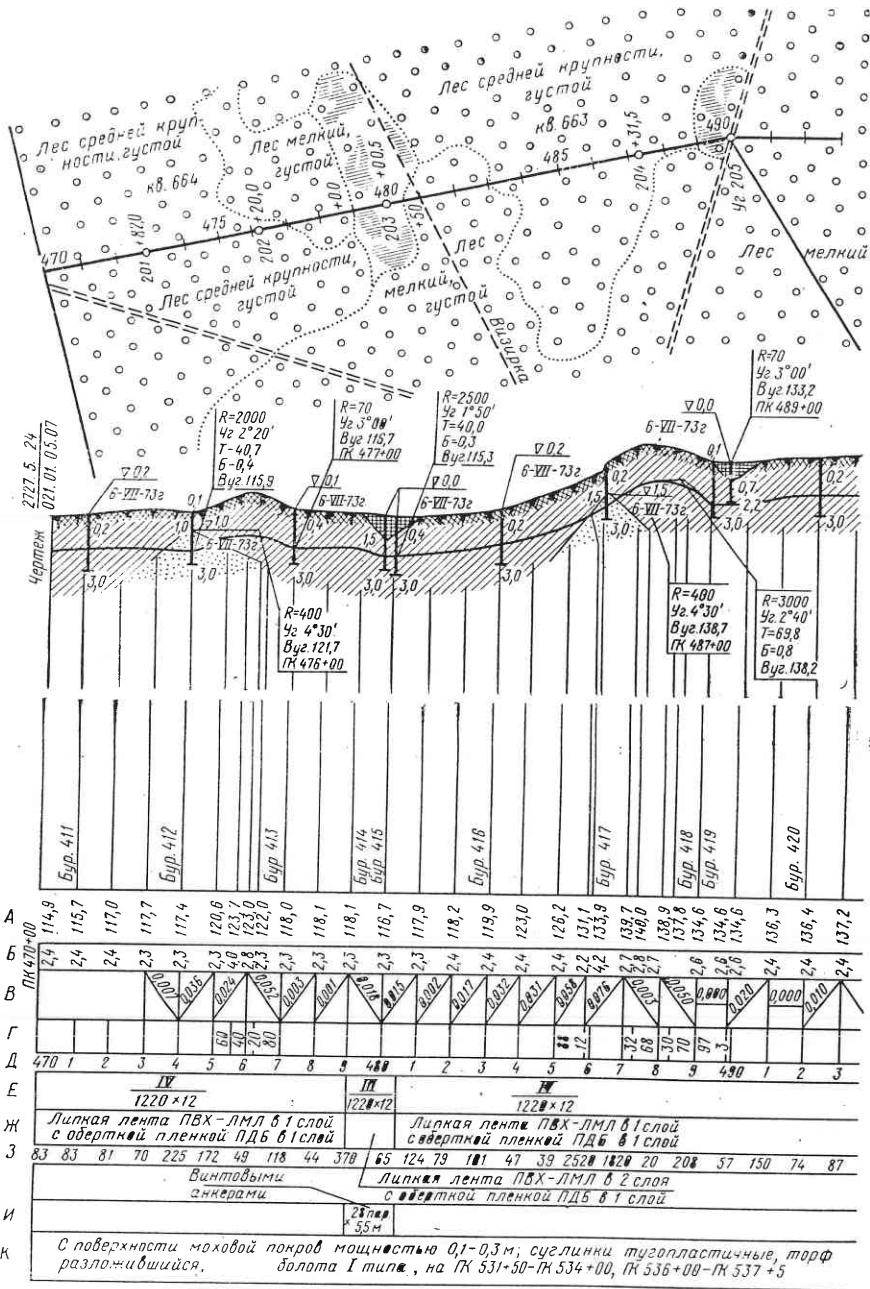


Рис. 4.1. Рабочий чертеж линейной части газопровода:

А — «черные» отметки (абсолютные); Б — глубина траншей, м; В — уклон газопровода; Г — расстояние между отметками, м; Д — пикетаж; Е — категория участка/диаметр труб и толщина стенки, мм; Ж — тип противокоррозийной изоляции; З — удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м; И — балластировка газопровода; К — инженерно-геологическая характеристика

Функция $f(x, h)$ показывает, какую долю от всего участка $(0, L)$ занимают интервалы, на которых возможна укладка трубопровода соответственно профилю.

Пока диаметры труб были невелики и трубопроводы относительно гибкими, их укладывали на некоторой постоянной глубине. Если на трассе встречались участки с резко пересеченным рельефом, то трубопровод укладывали на этих участках несколько глубже или осуществляли врезку колен холодного гнущья. С увеличением диаметров трубопроводов более 1 м попытки (по традиции) укладывать трубопровод на постоянной глубине привели к использованию большого числа вставок холодного гнущья и, следовательно, к удорожанию строительства трубопровода, а также к ухудшению условий его эксплуатации.

В настоящее время в проектных организациях высотное положение трубопровода определяется соответственно «среднему естественному профилю» поверхности земли. С помощью шаблонов фактические радиусы кривизны сравниваются с минимально допустимыми. Если фактический радиус кривизны на каком-либо участке окажется меньше минимального, на этом участке назначается траншея большей глубины или намечается монтаж кривой вставки.

Пример профиля участка трубопровода приведен на рис. 4.1.

§ 20. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ПРОДОЛЬНОГО ПРОФИЛЯ НА ОБЪЕМ ЗЕМЛЯНЫХ РАБОТ

В качестве критерия оптимальности профиля трубопровода примем затраты на его сооружение. Эти затраты складываются из стоимости земляных, монтажных и изоляционно-укладочных работ. Если при выборе трассы трубопровода в плане наибольшее влияние на его положение оказывала стоимость материалов (труб и т. п.), то при продольном профилировании удлинение трубопровода за счет изменения вертикального его положения мало, и его можно не учитывать. Изоляционно-укладочные работы в очень малой степени зависят от профиля трубопровода. Наиболее существенное влияние высотное положение

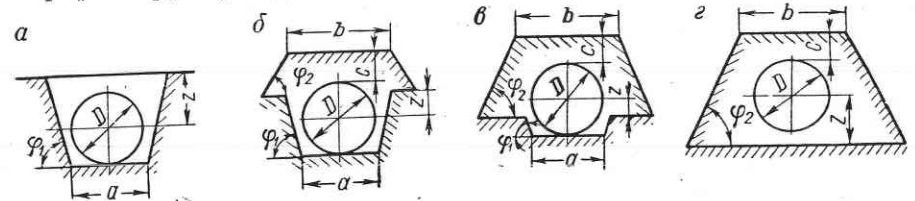


Рис. 4.2. Схемы укладки трубопровода:

а — в траншее; б, е — в полуемке-полунасыпи; e — в насыпи

трубопровода оказывает на объем земляных работ, выполняемых при сооружении линейной части. Кроме того, характеристики грунта претерпевают значительные изменения вдоль трассы трубопровода. Если обычные грунты хорошо разрабатываются роторными экскаваторами, то грунты, имеющие большую прочность, предварительно разрыхляют взрывным способом, а уже затем разрабатывают экскаватором. Кроме того, при глубине траншеи, превышающей возможности роторных экскаваторов, необходим переход на одноковшовые экскаваторы. Из изложенного следует, что стоимость разработки единицы

объема грунта существенно зависит как от места разработки, так и от глубины траншеи.

Для решения задачи оптимального профилирования необходимо составить зависимости, позволяющие определять объемы земляных работ от высотного положения трубопровода. Будем считать, что возможна как подземная, так и наземная схемы укладки. В соответствии с этим принимаем следующие обозначения: a — ширина дна траншеи; b — ширина верхней части насыпи; c — толщина минимального защитного слоя грунта над трубой; φ_1 — угол откоса стенки траншеи; φ_2 — угол откоса насыпи.

Введем переменную $z(x) = y(x) - h(x)$ и будем ее для краткости обозначать через z для конкретного сечения x . Согласно расчетным схемам, изображенным на рис. 4.2, площадь отсыпаемого грунта в поперечном сечении насыпи F_n и площадь разрабатываемой траншеи F_T определим из выражений:

$$F_n(z) = \begin{cases} \left(z - \frac{D}{2} + c\right) \left(b + \frac{z + \frac{D}{2} + c}{\operatorname{tg} \varphi_2}\right) - \frac{\pi D^2}{4} & \text{при } z > \frac{D}{2}; \\ \left(z + \frac{D}{2} + c\right) \left(b + \frac{z + 0,5D + c}{\operatorname{tg} \varphi_2}\right) - s(z + 0,5D) & \text{при } \frac{D}{2} \geq z > -\frac{D}{2}; \\ \left(z - \frac{D}{2} + c\right) \left(b + \frac{z + 0,5D + c}{\operatorname{tg} \varphi_2}\right) & \text{при } -\frac{D}{2} \geq z > -\frac{D}{2} - c; \\ 0 & \text{при } -\frac{D}{2} - c > z; \end{cases} \quad (4.3)$$

$$F_T(z) = \begin{cases} 0 & \text{при } z \geq 0,5D; \\ (0,5D + z) \left(a + \frac{0,5D + z}{\operatorname{tg} \varphi_1}\right) & \text{при } 0,5D \geq z > 0; \\ (0,5D + z) \left(a + \frac{0,5D + z}{\operatorname{tg} \varphi_1}\right) & \text{при } z \leq 0, \end{cases} \quad (4.4)$$

где s — площадь сегмента трубы.

Площадь сечения траншеи, засыпаемой после укладки трубопровода, может быть определена по формуле

$$F_0(z) = \begin{cases} F_T - \frac{\pi D^2}{4} & \text{при } z < -0,5D; \\ F_T - s(0,5D + z) & \text{при } -0,5D < z < 0,5D; \\ 0 & \text{при } z > 0,5D \end{cases} \quad (4.5)$$

На рис. 4.3 приведены в безразмерных параметрах зависимости $F_n(z)$ и $F_T(z)$ при $a = 1,2D$, $b = 1,5D$, $c = D$, $\varphi_1 = 0$, $\varphi_2 = 45^\circ$.

С учетом изложенного зависимость стоимости земляных работ при сооружении единицы длины трубопровода от его высотного положения можно представить в виде

$$C_s[y(x), h(x)] = F_n[y(x) - h(x)] C_n(x) + F_T[y(x) - h(x)] C_T(x) + F_0[y(x) - h(x)] C_0(x), \quad (4.6)$$

где $C_n(x)$, $C_T(x)$, $C_0(x)$ — соответственно стоимости устройства единицы объема насыпи, разработки единицы объема траншеи и засыпки единицы объема траншеи.

Земляные работы при прокладке трубопроводов в пустыне существенно отличаются от выполняемых в обычных условиях. Это связано с тем, что разрабатываемые грунты представляют собой сыпучие пески, а поверхность пустыни покрыта барханами.

Наиболее характерной особенностью проведения земляных работ в барханных песках является необходимость выполнения большого объема планировочных работ для выравнивания рельефа местности, в то время как размеры траншеи для трубопровода практически остаются неизменными вдоль трассы. Ввиду того, что в сыпучих песках стенки траншеи устанавливаются под углом естественного откоса, ширина траншеи и ширина планируемой полосы велики по сравнению с шириной траншеи, отрываемой в обычных условиях. Поэтому объемы выполняемых планировочных работ значительны. Так, при строительстве газопроводов в пустынях Средней Азии они достигли 25 тыс. м³ разрабатываемого грунта на 1 км трассы.

Зависимость стоимости C_s земляных работ при сооружении единицы длины трубопровода от его высотного положения в барханных песках можно представить в виде

$$C_s[y(x), h(x)] = F_n[y(x) - h(x)] C_n + F_T C_T, \quad (4.7)$$

где C_n , C_T — стоимости разработки единицы объема грунта соответственно планировочной выемки и траншеи; F_n — площадь поперечного сечения планируемого грунта.

Таким образом, из общей стоимости сооружения единицы длины трубопровода всегда можно выделить затраты, которые зависят от высотного положения трубопровода.

§ 21. ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОДОЛЬНОГО ПРОФИЛЯ ПРИ УПРУГОМ ИЗГИБЕ ТРУБОПРОВОДА

В основу модели оптимального профилирования положены следующие предпосылки: трубопровод должен прилегать по всей длине к грунту; прочность труб должна обеспечиваться в любом сечении; продольный профиль должен быть таким, чтобы по всей длине L рассматриваемого участка был получен минимум стоимости земляных и изоляционно-укладочных работ.

Рассмотрим каждую из этих предпосылок.

Условие прилегания трубопровода к грунту можно получить, рассматривая трубопровод как балку на упругом основании, уравнение которой имеет вид

$$EI \frac{d^4 y}{dx^4} + p(x) = q, \quad (4.8)$$

где $p(x)$ — реакция грунта — основания; EI — жесткость труб; q — вес единицы длины труб.

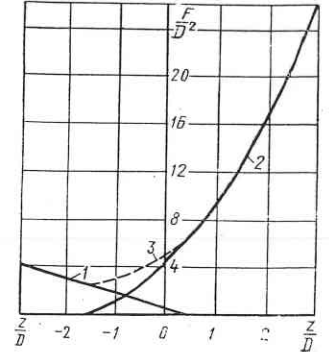


Рис. 4.3. Зависимость объемов земляных работ от высоты укладки трубопровода:

- 1 — площадь сечения траншеи;
- 2 — площадь сечения насыпи;
- 3 — суммарная площадь сечения насыпи и траншеи

Очевидно, что реакция грунта $p(x)$ может возникнуть только в том случае, если $p(x) > 0$. Таким образом, условие прилегания можно записать в виде

$$p(x) > 0. \quad (4.9)$$

Вычтя (4.8) из (4.9), получим условие прилегания трубопровода к грунту в дифференциальной форме:

$$\frac{d^4 y}{dx^4} < \frac{q}{EI}. \quad (4.10)$$

Условие обеспечения прочности труб выполняется, если

$$\frac{d^2 y}{dx^2} \leq \frac{1}{R_{\min}}, \quad (4.11)$$

где R_{\min} — минимальный радиус кривизны, определяемый из условия работы сечения труб без возникновения пластических деформаций. Это условие может быть использовано и в том случае, если вводится ограничение кривизны по условию обеспечения устойчивости трубопровода на выпуклых участках при наличии в трубах продольных сжимающих усилий. Третье условие — условие оптимальности затрат на земляные и изоляционно-укладочные работы — можно представить в виде функции

$$\Phi = \min_{y(x)} \int_0^L C_3 [y(x), h(x)] dx, \quad (4.12)$$

где L — длина рассматриваемого участка $(0, L)$.

Таким образом, соблюдение условий (4.10) и (4.11) во всех сечениях трубопровода и выполнение условия (4.12) для участка в целом даст возможность получить искомое решение.

Рассмотрим вопрос о выборе участка трассы $(0, L)$, на котором проводится оптимизация профиля трубопровода. На линейной части находятся задвижки (краны); в соответствии с техническими условиями на монтаж линейной арматуры в местах врезки ее в трубопровод не должно быть перерезывающих сил и изгибающих моментов. Поэтому высотное положение участков трубопровода, примыкающих к арматурному узлу, должно определяться в соответствии с этими требованиями. Это позволяет в качестве расчетных участков $(0, L)$ брать отрезки между линейной арматурой. Тем самым наилучшее решение задачи оптимального профилирования может быть получено раздельной оптимизацией по отдельным расчетным участкам.

В соответствии с изложенными требованиями определяются краевые условия для уравнения (4.10):

$$\begin{aligned} x=0, \quad y=y_0, \quad y' = y'' = y''' = 0; \\ x=L, \quad y=y, \quad y' = y'' = y''' = 0. \end{aligned} \quad (4.13)$$

Таким образом, аналитически задача оптимального профилирования трубопровода формируется как задача минимизации (4.12) при наложении ограничений на поведение минимизирующей функции $y(x)$ в каждой точке расчетного участка ограничений на границах этого участка.

Отметим некоторые особенности (4.12).

Для четкости и однозначности изложения в дальнейшем будем обозначать уравнение профиля трубопровода — $Y(x)$ и точку этого профиля $y(x)$, а также соответственно уравнение профиля трассы и точку ее профиля — $H(x)$ и $h(x)$.

Поскольку $C_3 [y(x), h(x)]$ имеет смысл стоимости земляных работ при сооружении единицы длины трубопровода и зависит только от координаты рассматриваемого сечения x , то функция (4.12) может быть представлена в виде суммы любого числа слагаемых, обладающих свойствами аддитивности.

Однако по условиям обеспечения прочности и прилегания трубопровода к основанию минимизирующая функция $Y(x)$ не может быть произвольна. Только достаточно малые изменения $\frac{dy}{dx}$ и $\frac{d^2 y}{dx^2}$ обеспечивают выполнение условий (4.10) и (4.11), поэтому каждому достаточно малому приращению переменного $y(x)$ может быть поставлена в соответствие некоторая область изменения y , в которой целевую функцию можно считать полностью аддитивной.

Воспользуемся следующими зависимостями:

$$\Phi [y(x), h(x)] = \begin{cases} C_3 [y(x), h(x)] & \text{при } y'' = \frac{1}{R_{\min}}; \\ & y^{IV} < \frac{q}{EI}; \\ \infty & \text{— в остальных случаях;} \end{cases} \quad (4.14)$$

$$\Phi [y(0), h(0)] = \begin{cases} C_3 [y(0), h(0)] & \text{при } y(0) = y_0; \quad y'(0) = 0; \\ & y''(0) = 0; \quad y'''(0) = 0; \\ & y^{IV}(0) < \frac{q}{EI}; \\ \infty & \text{— в остальных случаях;} \end{cases} \quad (4.15)$$

$$\Phi [y(L), h(L)] = \begin{cases} C_3 [y(L), h(L)] & \text{при } y(L) = y_L; \quad y'(L) = 0; \\ & y''(L) = y'''(L) = 0; \\ & y^{IV}(L) < \frac{q}{EI}; \\ \infty & \text{— в остальных случаях.} \end{cases} \quad (4.16)$$

Тогда задачу можно представить в виде отыскания $\min_{Y(x)} \int_0^L \Phi dx$ при условии, что решение должно иметь конечное значение.

Поставленную задачу удобно решать с помощью динамического программирования. Оптимальный профиль трубопровода определится в результате многошагового процесса дискретного характера.

Введем функцию

$$T [x, y(x)] = \min_{Y(x)} \int_0^x \Phi [y(x), h(x)] dx, \quad (4.17)$$

соответствующую значению критерия (4.14) при оптимальной прокладке трубопровода из начальной точки $(0, y_0)$ в точку с координатами $[x, y(x)]$. Тогда применительно к рассматриваемой задаче в соответствии с принципом оптимальности наилучший профиль трубопровода должен быть выбран таким образом, что, каково бы ни было положение трубопровода на начальном шаге,

последующее решение определяет оптимальное высотное положение относительно состояния, полученного в результате первоначального решения.

Этот принцип можно выразить следующей формулой:

$$T[x, y(x)] = \min_{y=(x-\Delta)} \left\{ T[(x-\Delta), y(x-\Delta)] + \int_{x-\Delta}^x \Phi[y(x), h(x)] dx \right\}; \quad (4.18)$$

$$T[x=\Delta, y(x=\Delta)] = \int_0^{\Delta} \Phi[y(x), h(x)] dx, \quad (4.19)$$

где Δ — шаг по сетке в направлении оси x . С помощью этих соотношений и вычисляется оптимальный профиль трубопровода.

Формулы (4.18), (4.19) и определяют вычислительную процедуру оптимального профилирования.

§ 22. ПРОФИЛИРОВАНИЕ ТРУБОПРОВОДА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УПРУГОГО ИЗГИБА И КРИВЫХ ВСТАВОК

Выполнить профилирование за счет упругого изгиба труб возможно только при слегка всхолмленной местности. При пересеченном рельефе наряду с использованием упругого изгиба требуется установка кривых гнутых или сварных вставок.

Рассмотрим задачу оптимального профилирования для участка трубопровода с абсциссами начала и конца, равными соответственно x_n , $x_{кон}$, в случае, когда целесообразным является профилирование с использованием гнутых вставок и упругого изгиба трубопровода. Будем полагать ординаты и углы наклона начала и конца участка трубопровода $0, L$ заданными и равными соответственно $y_n, \theta_n, y_{кон}, \theta_{кон}$ (рис. 4.4). Сначала остановимся на определении оптимального профиля трубопровода на участках между двумя элементами поворота, расположенными в точках с координатами $x_j, y_j; x_{j+1}, y_{j+1}$ при условии, что из начала участка трубопровод выходит под углом θ_j , а в конечную точку трубопровода входит под углом θ_{j+1} .

Введем функцию

$$\Phi(x, y, \theta) = \begin{cases} C_s [y(x), h(x)] \begin{cases} y' = \theta, y'' \leq \frac{1}{R_{\min}}; \\ y^{IV} < \frac{q}{EI}; \end{cases} \\ \infty \quad y' = \theta, y'' > \frac{1}{R_{\min}}, y^{IV} \geq \frac{q}{EI}, \end{cases} \quad (4.20)$$

определяющую стоимость выполнения земляных работ при сооружении трубопровода единичной длины в окрестностях точки x, y в случае, если выполняются требования по обеспечению прочности и прилеганию трубопровода ко дну траншеи, а сам трубопровод в этой точке имеет угол наклона, равный θ . В противном случае $\Phi(x, y, \theta)$ равна ∞ .

В выражении (4.20) R_{\min} — минимально допустимый радиус упругого изгиба трубопровода; q — распределенная нагрузка (вес единицы длины трубопровода); E — модуль упругости стали; I — момент инерции сечения трубы.

На концах участка x_j, x_{j+1} должны выполняться дополнительные требования, заключающиеся в отсутствии перерезывающих сил и изгибающих моментов. С учетом изложенного введем функцию

$$\hat{\Phi}(x = x_{кон}, y = y_{кон}, \theta = \theta_{кон}), \quad (4.21)$$

значения которой равны стоимости выполнения земляных работ при сооружении трубопровода единичной длины в окрестности конечной точки, если выполняются граничные условия, и бесконечности в противном случае. Тогда

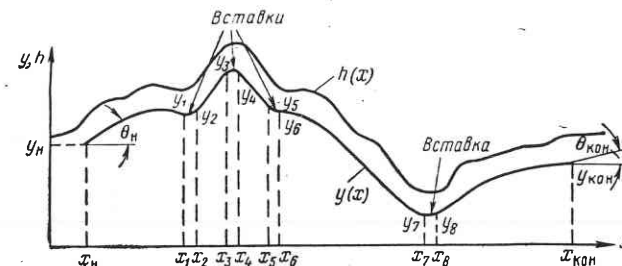


Рис. 4.4. Профиль трубопровода

оптимальный профиль трубопровода на участке между элементами поворота, находящимися в точках x_j, y_j и x_{j+1}, y_{j+1} , определится из:

$$\min_{Y(x)} \int_{x_j}^{x_{j+1}} \Phi(x, y, \theta) dx. \quad (4.22)$$

Поставленную задачу удобно решать с помощью динамического программирования. Введем функцию

$$T(x, y, \theta) = \min \int_{x_j}^x \Phi(x, y, \theta) dx, \quad (4.23)$$

соответствующую значению критерия оптимальности при прокладке трубопровода под углом θ из начальной точки x_j, y_j в точку с координатами x, y .

Применительно к рассматриваемой задаче в соответствии с принципом оптимальности наилучший профиль трубопровода обладает тем свойством, что каково бы ни было положение трубопровода на начальном шаге, последующее решение определяет оптимальное высотное положение относительно состояния, полученного в результате первоначального решения.

Вообще говоря, вектор решений $Y(x)$ имеет бесконечную размерность, поэтому, полагая α — шаг по сетке в направлении оси x — при численных расчетах малым, но отличным от нуля, соотношение (4.23) представим в следующем виде:

$$T[x, y, \theta] = \min \left\{ T[x-\alpha, y(x-\alpha), \theta(x-\alpha)] + \int_{x-\alpha}^x \Phi(x, y, \theta) dx; \quad (4.24)$$

$$T[(x+\alpha), y(x+\alpha), \theta(x+\alpha)] = \int_{x_j}^{x+\alpha} \Phi(x, y, \theta) dx. \quad (4.25)$$

Условия (4.24), (4.25) позволяют определить оптимальный профиль на участке между гнутыми вставками, а также соответствующую стоимость выполнения земляных работ C_3 .

Рассматривая далее расчетный участок $x_n, x_{кон}$ в целом, обозначим через x_{i+1}, y_i координаты начала и через x_{i+1}, y_{i+1} координаты конца отрезка трубопровода, профилирование которого выполнено с помощью только упругого изгиба. Координаты же концов гнутых вставок обозначим соответственно через x_{i+1}, y_{i+1} и x_{i+2}, y_{i+2} . Тогда задача оптимального профилирования с выбором оптимального числа гнутых вставок и их оптимальным размещением сводится к определению

$$\min \left\{ \sum_{i=0}^{\frac{n-3}{2}} C_3(x_i, y_i, \theta_i; x_{i+1}, y_{i+1}, \theta_{i+1}) + \int_{x_{i+1}}^{x_{i+2}} C'_3 [y(x), h(x)] dx + C_n \right\}, \quad (4.26)$$

где C'_3 — стоимость выполнения земляных работ при сооружении трубопровода единичной длины; $y(x)$ — функция окружности вставки; C_n — стоимость устройства поворота с помощью гнутой вставки.

§ 23. РЕАЛИЗАЦИЯ ОПТИМАЛЬНОГО ПРОФИЛИРОВАНИЯ НА ЭВМ

Расчеты по оптимальному профилированию могут быть выполнены численным методом в сеточной постановке, при этом на профиль трассы накладывается сетка с прямоугольными ячейками (рис. 4.5). Алгоритм счета может быть пояснен на следующем примере. Не нарушая общности рассуждений, совместим ось ординат с начальной точкой трубопровода, имеющей абсциссу x_n , пронумеруем вертикальные и горизонтальные сечения плоскости цифрами и будем, для краткости изложения, узел сетки, находящийся на пересечении вертикального и горизонтального сечения, обозначать парой цифр. Наложим на сеточную область кривую y_{min}, y_{max} — соответственно нижнюю и верхнюю границы коридора оптимизации (рис. 4.5, а).

На первом шаге процедуры оптимизации ищутся решения для случаев прокладки трубопровода из начальной точки во все узлы (в допустимой области) сечения 1 (рис. 4.5, б). Здесь для каждого варианта определяется значение критерия, которое запоминается вместе с координатами конечного узла. На последующих шагах вычисления целесообразно выполнять по этапам. На первом этапе второго шага отыскиваем оптимальное решение для случая окончания трубопровода в нижнем узле (в допустимой области) сечения 2, т. е. в узле (2,1). Указанный узел соединяется со всеми узлами (в допустимой области) сечения 1 (рис. 4.5, в), т. е. с узлами, имеющими координаты (1,1), (1,2), (1,3), (1,4). Для каждого варианта прокладки трубопровода осуществляется проверка выполнения требований обеспечения прочности и прилегания трубопровода к основанию под действием силы тяжести. В случае, если указанные условия не выполняются, то формируется значение приращения критерия, равное бесконечности. В противном случае определяется стоимость выполнения земляных работ при прокладке трубопроводов от соответствующего узла сечения 1 до узла (2,1). Затем определяются условия прохождения трубопровода через узлы сечения 1, на основе которых делается вывод о необходимости использования элемента поворота. В случае, если угол поворота трубопровода велик, то трубопровод

может быть проложен здесь упругим изгибом, и приращение критерия формируется равным значению найденной ранее стоимости выполнения земляных работ. В противном случае приращение значения критерия принимается равным сумме стоимости выполнения земляных работ и устройства поворота с помощью гнутой вставки. Полученные значения приращения критерия суммируются с соответствующими значениями критерия для случаев окончания трубопровода в узлах сечения 1. Найденные суммы сравниваются между собой, минимальная сумма присваивается критерию, который запоминается вместе

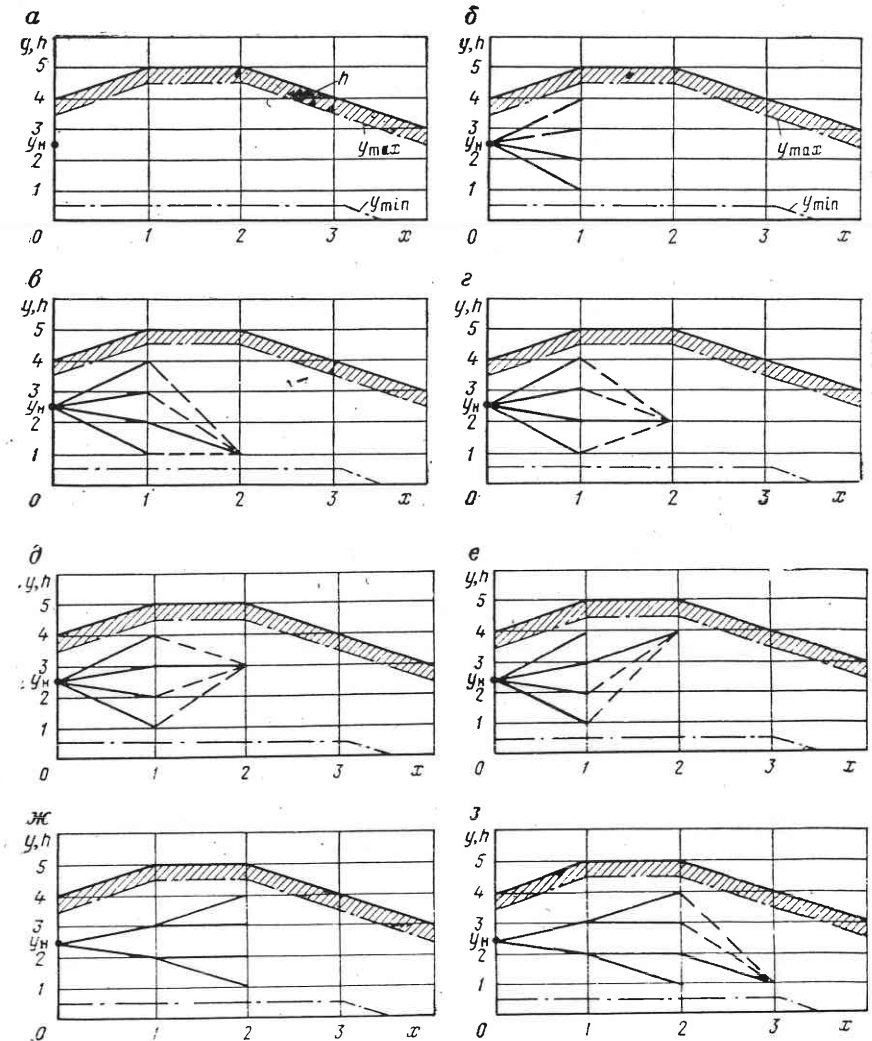


Рис. 4.5. Схема поиска оптимального профиля

с соответствующими координатами, характеризующими высотное положение трубопровода и расположение используемых вставок. На рис. 4.5, в вариант прокладки, соответствующий минимальной сумме, показан на участке между сечениями 1 и 2 сплошной линией. Остальные суммы, соответствующие вариантам, не имеющим шансов быть частью общего оптимального решения, отбрасываются. Далее, на втором этапе, в рассмотрение вводится следующий узел сечения 2, имеющий координаты (2, 2), который соединяется со всеми узлами в допустимой области предшествующего сечения (рис. 4.5, г). Аналогично изложенному, проводится оценка вариантов и сравнение их между собой, на основе которого выявляется и запоминается оптимальное решение для случая окончания трубопровода в узле (2,3). Последовательное введение в рассмотрение остальных узлов сечения 2 и выполнение соответствующих операций позволяет определить полный набор оптимальных решений для сечения 2 (рис. 4.5, д, е, ж). После завершения вычислений второго шага результаты первого шага отбрасываются, так как они в дальнейших вычислениях использоваться не будут. На следующем, третьем шаге выполняются аналогичные операции. Здесь первоначально вводится в рассмотрение узел (3,1), который соединяется со всеми узлами предшествующего сечения (рис. 4.5, з). После оценки соответствующих вариантов прокладки выявляется оптимальное решение для случая окончания трубопровода в указанном узле, которое запоминается для использования на следующем этапе.

Последующие вычисления сходны с изложенными. На последнем шаге, соответствующем сечению, проведенному через конечную точку, выявляется единственное решение, которое является окончательным результатом. Этот пример показывает, что объем вычислений довольно значителен, и поэтому для выполнения практических расчетов составляют программу для ЭВМ. В результате расчетов ЭВМ выдает на печать все данные по оптимальному профилю: высотные отметки, глубину траншеи, пикеты, отметки подки, места установки гнутых вставок, угол поворота, а также вычерчивает линии поверхности грунта и дна траншеи.

Раздел третий

НАПРЯЖЕННОЕ СОСТОЯНИЕ, ПРОЧНОСТЬ, УСТОЙЧИВОСТЬ И ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Как уже отмечалось, по подземной схеме укладывается основная часть (до 98%) линейной части магистральных трубопроводов. Подземные трубопроводы находятся в сложном напряженном состоянии, подвергаясь воздействию не только внутреннего давления, но и других многочисленных нагрузок, которые при проектировании даже невозможно учесть, так как они проявляются лишь в особых ситуациях. При этом прочностные показатели трубопровода должны обеспечить его работоспособность в любых условиях и при любых ситуациях.

Освоение месторождений нефти и газа, расположенных в районах Крайнего Севера и Сибири, обусловило необходимость проектирования и строительства трубопроводов в сложных грунтовых и климатических условиях. Для увеличения подачи продукта по одному трубопроводу стали применять трубы значительно больших диаметров и более жесткие режимы перекачки. Все это привело к изменению условий статической работы подземных трубопроводов. Под воздействием поперечных и продольных сил трубопроводы, уложенные в слабых грунтах, существенно изменяют свое первоначальное положение, что приводит к появлению в материале труб чрезмерных изгибающих усилий, и как следствие этого, к их разрушению.

Начались исследования силового и теплового взаимодействия трубопровода с грунтом, которые проводятся и в настоящее время.

На основании этих исследований созданы методы расчета подземных трубопроводов, которые и рассматриваются в данном разделе.

Глава 5

ПРОЧНОСТЬ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

§ 24. НАГРУЗКИ И ВОЗДЕЙСТВИЯ

Внутренние усилия в трубопроводных конструкциях появляются от внешних и внутренних нагрузок. Причем эти нагрузки изменяются в зависимости от характеристик окружающей трубопровод среды, параметров перекачиваемого продукта и т. п.

К *нагрузкам* относят внутреннее давление продукта в трубопроводе, вес конструкций, оборудования, давление грунта, снега, ветра, испытательные нагрузки и т. п.

К *воздействиям* относят предварительное напряжение элементов, изменение температуры, просадки оснований, обусловленные коренным изменением структуры грунта (просадки в районах горных выработок, разжижение грунта, оползни и т. п.), сейсмические явления.

Как видно из этого перечня, особой четкости в таком подразделении не имеется, хотя и улавливается стремление отнести к воздействиям нагрузки, в меньшей мере зависящие от размеров и форм конструкции.

Для линейной части трубопровода основными являются из нагрузок — внутреннее давление, давление грунта, собственный вес труб и продукта, а из воздействий — изменение температуры, просадка и разжижение грунта, давление оползающих грунтов.

Учет внутреннего давления при расчетах прочности трубопроводов обязателен во всех случаях, а остальные нагрузки учитываются в зависимости от конкретных условий и конструктивных схем трубопровода на том или ином участке. Установлено, например, что вертикальное давление грунта на стальные магистральные трубопроводы диаметром до 1400 мм при нормальных глубинах заложения и устойчивом состоянии грунта не вызывает таких напряжений в стенке трубы, которые могли бы разрушить ее. Если же рассматривать напряженное состояние трубопровода на участке оползающего грунта или на сильно деформируемом основании, то давление грунта может вызвать наиболее опасное для прочности труб напряженное состояние. На таких участках и масса труб, и масса заполняющего их продукта может привести к опасным для прочности труб напряжениям, а на продольных уклонах масса труб, внутреннее давление в трубопроводе и силовое воздействие оползающего грунта вызывают в материале труб, кроме того, и продольное напряжение.

В соответствии с принятой методикой расчета прочности по предельным состояниям различают расчетные и нормативные нагрузки. Под нормативной понимают нагрузку $N^{(н)}$, установленную нормативными документами и определенную на основании статистического анализа при нормальной эксплуатации сооружения. Расчетной называют нагрузку N_p , учитывающую возможное отклонение от нормативной:

$$N_p = nN^{(н)}, \quad (5.1)$$

где n — коэффициент перегрузки. Коэффициенты перегрузки n для различных видов нагрузки и воздействий регламентируются СНиП II-45—75 (табл. 5.1). Все нагрузки и воздействия подразделяются на постоянные, временные и особые.

К постоянным относят нагрузки, которые приложены к той или иной конструкции в течение всего срока эксплуатации сооружения, в состав которого входит конструкция (собственная масса, давление грунта и грунтовых вод, предварительное напряжение).

Временными называют нагрузки и воздействия, которые действуют на сооружение или отдельную конструкцию в течение ограниченного периода, меньшего, чем расчетный период эксплуатации сооружения. В свою очередь, временные нагрузки подразделяют на длительные и кратковременные. К длительным временным нагрузкам относятся массы стационарного оборудования, материалов, масса жидкости, хранимой в резервуарах и перекачиваемой по трубопроводам, давление перекачиваемого продукта, длительные температурные усилия в конструкциях. К кратковременным относятся снеговые и ветровые нагрузки, обледенение, транспортные и монтажные нагрузки, испытательные нагрузки и т. п., т. е. нагрузки, действие которых может длиться от нескольких секунд (транспортная) до нескольких месяцев (снег, обледенение).

Особые — это нагрузки и воздействия, определяемые нарушениями технологического режима эксплуатации сооружения, резкими изменениями естественного состояния грунта (обвалы, просадки, оползни и т. п.), нагрузки от землетрясений, называемые сейсмическими.

Таблица 5.1

Коэффициент перегрузки n в зависимости от нагрузок и воздействий

Характер нагрузок и воздействий	Нагрузки и воздействия	Коэффициент перегрузки n
Постоянные	Собственный вес трубопровода и устройств	1,1 (1)
	Воздействие предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб и др.)	1
Временные длительные	Давление грунта	1,2 (0,8)
	Гидростатическое давление воды	1
	Внутреннее давление:	
	для газопроводов	1,1
	для нефтепроводов диаметром 700—1400 мм с промежуточными НПС без подключения емкостей	1,15
	для нефтепроводов диаметром 700—1400 мм без промежуточных НПС или с промежуточными НПС, работающими постоянно только с подключенной емкостью, а также для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов диаметром менее 700 мм	1,1
	Вес продукта или воды	1 (0,95)
	Температурные воздействия	1
	Воздействия неравномерных деформаций грунта, не сопровождающиеся изменением его структуры (просадки, пучения и др.)	1,5
	Кратковременные	Нагрузки:
снеговая		1,4
ветровая		1,2
гололедная		1,3
Особые	Нагрузки и воздействия, возникающие:	
	при пропуске очистных устройств	1,2
	при испытании трубопроводов	1
	Воздействия:	
селевых потоков и оползней	1	
деформаций земной поверхности в районах горных выработок и карстовых районах	1	
деформаций грунта, сопровождающихся изменением его структуры (например, деформации просадочных грунтов при замачивании)	1	

Для линейной части магистральных трубопроводов наиболее характерными являются следующие нагрузки и воздействия:
собственный вес трубопровода

$$q_T = q_0 n, \quad (5.2)$$

где q_0 — вес сооружения или конструкции, определяемый по геометрическим размерам; $n = 1,1$ — коэффициент перегрузки (см. табл. 5.1).

давление грунта $q_{гр}$, определяемое с учетом фактических размеров конструкций и состояния грунта по формулам механики грунтов [1];

гидростатическое давление воды, определяемое по одному из основных правил гидростатики: давление жидкости в любой точке не зависит от ориентировки, т. е. угла наклона площадки действия, и определяется лишь высотой столба жидкости над рассматриваемой точкой, т. е.

$$p_B = \rho_B h g, \quad (5.3)$$

где ρ_b — плотность жидкости; h — высота столба жидкости над рассматриваемой точкой; g — ускорение свободного падения;

воздействие предварительного напряжения, создаваемого за счет упругого изгиба при поворотах трубопровода в горизонтальном и вертикальном направлениях; при расчетах следует принимать нормативное значение нагрузки от предварительного напряжения равным σ_n , так как по табл. 5.1 $n = 1$;

внутреннее давление (нормативное)

$$p = p_{r(n)} n, \quad (5.4)$$

где $p_{r(n)}$ — расчетное давление газа (нефти и т. д.); n — коэффициент, принимаемый по табл. 5.1;

вес продукта, заполняющего 1 м длины трубопровода:
газа

$$g_r = 215 \rho_r g \frac{n p D_{\text{вн}}}{z T}, \quad (5.5)$$

где ρ_r — плотность газа при нормальных условиях; p — внутреннее давление (5.4); n — коэффициент перегрузки (см. табл. 5.1); z — коэффициент сжимаемости газа; T — абсолютная температура; нефти и нефтепродуктов

$$q_n = \rho_n g \frac{\pi D_{\text{вн}}^2}{4}, \quad (5.6)$$

где ρ_n — плотность транспортируемого продукта;

температурные воздействия, рассчитываемые в соответствии с зависимостью, устанавливающей соотношение между усилиями и температурным перепадом $\Delta t = t - t_0$ при невозможности температурных деформаций:

$$\sigma_t = \alpha_t E \Delta t, \quad (5.7)$$

где σ_t — действительные температурные напряжения; α_t — коэффициент линейного расширения; E — модуль упругости; Δt — принимается по разности температуры t (наибольшей или наименьшей) и температуры t_0 , при которой фиксируются элементы конструкции в проектном положении;

снеговая нормативная нагрузка на 1 м² площади горизонтальной проекции поверхности конструкции

$$q_{\text{сн}} = q_0 c, \quad (5.8)$$

где q_0 — вес снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли; c — коэффициент, зависящий от формы поверхности и принимаемый по СНиП II-6—74 «Нагрузки и воздействия»;

ветровая нормативная нагрузка на 1 м трубопровода

$$q_{\text{вет}} = (q_c^{(n)} + q_d^{(n)}) D_n, \quad (5.9)$$

где $q_c^{(n)}$ — нормативная статическая составляющая ветровой нагрузки; $q_d^{(n)}$ — нормативная динамическая составляющая ветровой нагрузки;

Значения $q_c^{(n)}$ и $q_d^{(n)}$ принимаются по СНиП II-6—76;
выталкивающая сила воды на 1 м труб

$$q_{\text{в. в}} = 0,8 D_n^2 \rho_b g, \quad (5.10)$$

где ρ_b — плотность воды; D_n — наружный диаметр.

Остальные нормативные нагрузки и воздействия определяют в соответствии с конкретными условиями.

§ 25. ВНУТРЕННИЕ УСИЛИЯ И НАПРЯЖЕНИЯ В ПОДЗЕМНОМ ТРУБОПРОВОДЕ

Прямолинейный трубопровод

Внутренним называют усилие в стенке трубы в каком-либо сечении. Продольным называют усилие P , действующее по направлению продольной (главной) оси трубопровода. Часть полного продольного усилия P , приходящаяся на единицу площади поперечного сечения трубопровода, называют продольным напряжением

$$\sigma_{\text{пр}} = \frac{P}{F}, \quad (5.11)$$

где F — площадь поперечного сечения материала трубы, зависящая от диаметра и толщины стенки (см. приложение 3).

Усилия, действующие в тангенциальном направлении, называют кольцевыми, и соответственно напряжение также называют кольцевым $\sigma_{\text{кц}}$. На рис. 5.1 изображен разрез участка трубы с действующими в ее материале продольными и кольцевыми напряжениями. Эти напряжения в работающем трубопроводе не остаются неизменными.

Введем некоторые определения, которые дадут возможность в дальнейшем более четко характеризовать напряженное состояние трубопровода.

Стабилизированными напряжениями будем называть напряжения, установившиеся к какому-либо моменту в том или ином сечении трубопровода под воздействием всех нагрузок и не изменяющиеся в дальнейшем.

Нестабилизированным будем называть напряжения, продолжающие изменяться во времени вследствие изменений внешних усилий. Нестабилизованными напряженным состоянием и перемещения могут быть не только из-за непрерывно изменяющихся внешних воздействий, но и при постоянном воздействии; в последнем случае они обуславливаются явлениями ползучести материала труб или проявлением реологических свойств грунтов [1], распределенных по длине трубопровода, а также изменением во времени физико-механических свойств грунтов (например, уплотнение засыпки, изменение влажности и т. п.). Обычно в расчетах принимается, что трубопровод находится в грунтовой среде, обладающей какими-то средними, но вполне определенными характеристиками, хотя совершенно ясно, что даже при укладке в одном и том же по свойствам грунте невозможно обеспечить равномерную и одинаковой плотности засыпку по длине трубопровода, а также равномерное прилегание труб ко дну траншеи, прямолинейную в плане и в вертикальной плоскости прокладку, если даже по проекту требуется это сделать очень точно.

Начальным будем называть напряженное состояние, устанавливающееся в трубопроводе к моменту испытания его на прочность, которое проводится обычно после засыпки. Определив начальное напряженное состояние, можно установить дальнейшую картину его изменения и определить нестабилизированные напряжения в любой момент времени.

Начальное напряженное состояние определяют: профиль и плановое положение трубопровода; способы производства работ по сооружению трубопровода; температурный режим трубопровода в строительный период (замыкание монтажных стыков).

Влияние этих факторов будем рассматривать далее применительно к конкретным условиям. Здесь же остановимся на простейшем случае, когда строительство трубопровода ведется на равнинном участке методом наращивания секций в нитку с непрерывным опусканием ее в траншею.

Пусть к рассматриваемому моменту закончена укладка в траншею и засыпка участка *I*, а участок *II* (рис. 5.2) выведен из траншеи на поверхность для выполнения изоляционных работ; на участке *III* осуществляется наращивание трубопровода в нитку. Длина участка *II* назначается с учетом того, что на участке *III* без помех должны выполняться сварочные работы, т. е. трубопровод не должен вибрировать от воздействия машин, работающих в составе изоляционно-укладочной колонны. В трубопроводе на участке *II* уже установилось некоторое напряженное состояние. Имея в виду, что в течение одного свето-

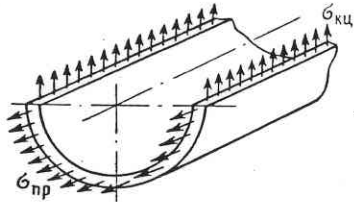


Рис. 5.1. Схема внутренних усилий в трубопроводе

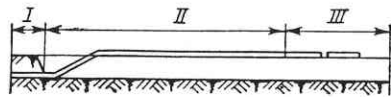


Рис. 5.2. Схема наращивания трубопровода

вого дня в траншею будет опущен весь участок *II* и за это же время сварочно-монтажной бригадой будет сварен новый участок *III* такой же длины, можно сказать, что напряженное состояние участка *II* формировалось на участке *III* при наращивании трубопровода. Основным фактором, определяющим его, является температура окружающей среды (воздуха). Если бы она оставалась в процессе монтажа неизменной с начала и до конца цикла работ по сварке, изоляции и укладке, то сколько-нибудь значительные напряжения в трубах на участке *II* отсутствовали бы. Но так как температура воздуха в течение суток непрерывно изменяется, то трубопровод в пределах участка *II* и наращиваемого участка *III* подвергается непрерывному воздействию продольных усилий, обусловленных изменением температуры труб с того самого момента, как будет приварена к основной нитке трубопровода каждая последующая секция труб.

Если бы трубопровод, лежащий на грунте, был полностью ограничен от продольных перемещений, то в каждой наращиваемой секции изменение температуры на 1°C , по сравнению с той, при которой она была пристыкована и опущена на грунт, вызвало бы продольные напряжения (сжимающие или растягивающие) $25,2 \text{ кгс/см}^2$. Но поскольку продольное усилие вызывает продольное перемещение трубопровода, то в нем останется лишь та часть продольного усилия, которая обуславливается упругим взаимодействием трубопровода и грунта.

Следовательно, правильное определение напряженного состояния подземного трубопровода как начального, так и последующего в любой момент может быть выполнено только с учетом продольных перемещений.

Рассмотрим напряженное состояние прямолинейного трубопровода, находящегося под воздействием внутреннего давления p и температурного перепада Δt .

Прямолинейный трубопровод бесконечной длины

От внутреннего давления p в стенке трубы единичной длины возникает усилие N (рис. 5.3), которое можно определить из условия

$$pD_{\text{вн}} = 2N, \quad (5.12)$$

откуда

$$N = \frac{pD_{\text{вн}}}{2}. \quad (5.13)$$

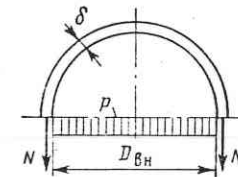
Учитывая, что $N = \sigma_{\text{кц}} \delta$, где δ — толщина стенки трубы, получаем

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{pD_{\text{вн}}}{2\delta}. \quad (5.14)$$

Имея в виду известную из курса сопротивления материалов зависимость между продольными и поперечными напряжениями, определим продольные напряжения в стенке трубы:

$$\sigma_{\text{пр}} = \mu \sigma_{\text{кц}} = \mu \frac{pD_{\text{вн}}}{2\delta}, \quad (5.15)$$

Рис. 5.3. Схема к расчету кольцевых напряжений



где μ — коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона). Для сталей $\mu = 0,26 \div 0,33$, т. е. в среднем $\mu = 0,3$; соответственно для стальных труб

$$\sigma_{\text{пр}} = 0,15 \frac{pD_{\text{вн}}}{2\delta}. \quad (5.16)$$

Если трубопровод подвергается воздействию внутреннего давления и температуры, то (поскольку трубопровод бесконечной длины можно считать заземленным в направлении главной оси) в нем при $\Delta t \neq 0$ возникает температурное усилие

$$P_t = \pm \alpha_t E F \Delta t \quad (5.17)$$

и соответствующее ему продольное напряжение (5.7)

$$\sigma(t) = \frac{P_t}{F} = \pm \alpha_t E \Delta t. \quad (5.18)$$

Таким образом, при совместном действии p и Δt кольцевые напряжения практически не изменяются, а продольные станут равными

$$\sigma_{\text{пр}} = \frac{0,15pD_{\text{вн}}}{\delta} \pm \alpha_t E \Delta t. \quad (5.19)$$

Знак «плюс» относится к случаю, когда $\Delta t < 0$, т. е. температура t уменьшается по сравнению с начальной, знак «минус» — $\Delta t > 0$.

Из (5.19) видно, что при $t < t_0$ растягивающие продольные напряжения увеличиваются; при $t > t_0$ они могут уменьшаться до нуля и даже стать сжимающими.

Если $p = 0$, а $\Delta t \neq 0$, то напряжения в прямолинейном трубопроводе характеризуются вторым членом уравнения (5.19); кольцевые напряжения отсутствуют, если не учитывать отпора грунта радиальным перемещением стенки трубы.

Трубопровод полубесконечной длины

В этом случае (рис. 5.4, а) один конец трубопровода на каком-то расстоянии от конца $I-I$ можно считать заземленным, а конец $II-II$ под воздействием внутреннего давления и температуры может перемещаться в направлении главной оси x . В любом сечении трубопровода $\sigma_{\text{вн}}$ определяются по (5.14). Продольные напряжения $\sigma_{\text{пр}}$ в сечениях левее $I-I$, где продольных перемеще-

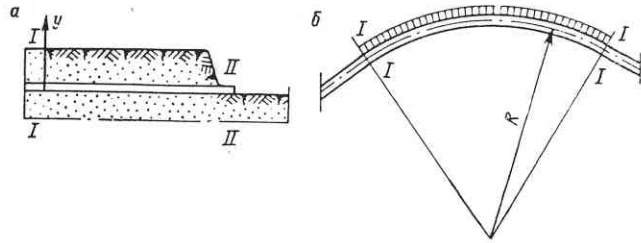


Рис. 5.4. Прямолнейный (а) и криволинейный (б) участки трубопровода

ний труб нет, определяются выражением (5.19). В конечном сечении $II-II$ продольное усилие

$$P = \frac{\pi D_{\text{вн}}^2}{4} p, \quad (5.20)$$

а

$$\sigma_{\text{пр}} = \frac{P}{F},$$

откуда, учитывая, что $F = \pi D_{\text{вн}} \delta$, получаем

$$\sigma_{\text{пр}} = \frac{p D_{\text{вн}}}{4\delta}. \quad (5.21)$$

В сечениях, расположенных между $I-I$ и $II-II$, продольные напряжения изменяются в зависимости от заземления труб в грунте (см. [1] и § 30).

Упругоискривленный трубопровод

В процессе строительства трубопровод искривляется как в горизонтальном, так и в вертикальном направлениях. Изгиб трубопровода вызывает появление в стенке труб дополнительных (изгибающих) напряжений, которые зависят от радиуса упругого изгиба R , геометрических характеристик трубы и модуля упругости. При «чистом» изгибе трубопровода, т. е. изгибе, создаваемом изгибающими моментами в начальном и конечном сечениях $I-I$ (рис. 5.4, б) изогнутого участка, в трубопроводе возникает по всей его длине постоянный изгибающий момент

$$M = \frac{EI}{R}, \quad (5.22)$$

где I — осевой момент инерции; R — радиус упругого изгиба трубопровода. Этот момент обуславливает возникновение в стенке трубы напряжений, распределяющихся по закону

$$\sigma_{\text{пр}} = \frac{Mz}{I}, \quad (5.23)$$

где z — расстояние от оси трубы до рассматриваемой точки; для трубы $z_{\text{max}} = D_{\text{н}}/2$, поэтому из (5.23) с учетом (5.22) наибольшие продольные напряжения

$$\sigma_{\text{пр}} = \frac{ED_{\text{н}}}{2R}. \quad (5.24)$$

Учтем далее напряжения, возникающие в упругоискривленном трубопроводе от внутреннего давления p и Δt .

I случай. Трубопровод не может перемещаться ни в продольном, ни в поперечном направлениях. Этот случай может быть при укладке трубопровода в скальном грунте. Кольцевые напряжения от внутреннего давления p будут такими же, как и в прямолинейном трубопроводе (5.14). Продольные напряжения будут определяться как сумма (5.19) и (5.24), т. е.

$$\sigma_{\text{пр}} = \frac{0,15pD_{\text{нн}}}{\delta} \pm \alpha_i E \Delta t + \frac{ED_{\text{н}}}{2R} \quad (5.25)$$

II случай. Упругоискривленный трубопровод может перемещаться в грунте в радиальном направлении, испытывая со стороны грунта отпор. Напряженное состояние такого трубопровода рассмотрено в § 36.

§ 26. НАПРЯЖЕНИЯ В ТРУБОПРОВОДЕ ОТ ВНЕШНИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ

Усилия в трубопроводе от давления грунта

Трубопровод, расположенный в грунте, подвергается воздействию давления грунта q [1].

Изгибающие моменты M и кольцевые усилия N в стенке трубы можно определять по формулам, полученным О. Е. Бугаевой:

$$M = qr_{\text{н}} r_{\text{ср}} [A_1 a + B_1 + C_1 n_1 (1 + a)]; \quad (5.26)$$

$$N = qr_{\text{н}} [D_1 a + E_1 + F_1 n_1 (1 + a)], \quad (5.27)$$

где $r_{\text{н}}$ — наружный радиус трубы; $r_{\text{ср}}$ — средний радиус трубы;

$$a = 2 - \frac{r_{\text{н}}}{r_{\text{ср}}};$$

$A_1, B_1, C_1, D_1, E_1, F_1$ — коэффициенты, принимаемые по табл. 5.2:

Таблица 5.2

Коэффициенты уравнений (5.26) и (5.27)

β	A_1	B_1	C_1	D_1	E_1	F_1
0	0,1628	0,0872	-0,0070	0,2122	-0,2122	0,021
$\frac{\pi}{4}$	-0,025	0,025	-0,00084	0,15	0,35	0,0148
$\frac{\pi}{2}$	-0,125	-0,125	0,00825	0	1	0,00575
$\frac{3}{4}\pi$	0,025	-0,025	0,00022	-0,15	0,9	0,0138
π	0,0872	0,1628	-0,00837	-0,2122	0,7122	0,224

для тонкостенных труб $a \approx 1$;

$$n_1 = \frac{1}{0,064 + \frac{EI}{r_{cp}^3 r_n k b}}; \quad (5.28)$$

$b = 1$ см — ширина кольцевой полосы, выделяемой из трубы; k — коэффициент упругого отпора (коэффициент постели) грунта, окружающего трубу; E — модуль упругости; I — момент инерции сечения трубы.

Формулы (5.26) и (5.27) получены в предположении, что давление грунта q равномерно распределено по всей поверхности полуокружности трубы. При деформации трубы со стороны грунта в пределах окружности от $\beta_1 = \frac{\pi}{4}$ до $\beta_7 = \frac{7}{4}\pi$ на трубу действует упругий отпор (рис. 5.5)

$$\varphi(\beta) = kw(\beta), \quad (5.29)$$

где $w(\beta)$ — перемещение стенки трубы от нагрузки q .

Определив M и N , можно найти и напряжения в стенке трубы по известным из курса сопротивления материалов формулам.

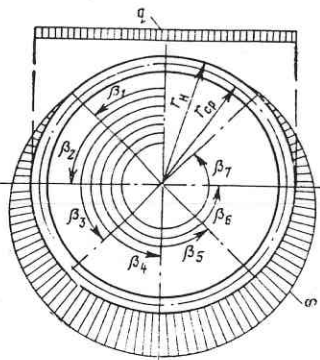


Рис. 5.5. Схема нагрузки на подземный трубопровод

Усилие в трубопроводе от наружного давления воды

Трубопровод, находящийся в грунте, подвергается гидростатическому давлению воды, если он находится в водонасыщенном грунте.

Внутренние усилия в стенке трубы определяют по формулам: изгибающий момент

$$M = -(A_2 + B_2 n_1) \rho_v r_n^2 r_{cp}. \quad (5.30)$$

кольцевое усилие

$$N = -(C_2 + D_2 n_1) \rho_v r_n^2 + \rho_v h_v r_n, \quad (5.31)$$

где A_2, B_2, C_2, D_2 — коэффициенты, принимаемые по табл. 5.3; h_v — высота столба жидкости над верхней образующей трубы; ρ_v — плотность жидкости; остальные обозначения те же, что и в (5.26) и (5.27).

Коэффициенты уравнений (5.30) и (5.31)

Таблица 5.3

β	A_2	B_2	C_2	D_2
0	0,1724	-0,0109	-0,5838	0,0329
$\frac{\pi}{4}$	0,0167	-0,0013	-0,4277	0,0233
$\frac{\pi}{2}$	-0,1964	0,0129	-0,2146	0,009
$\frac{3}{4}\pi$	-0,0168	0,00036	-0,3941	0,0216
π	0,2203	-0,0131	-0,6312	0,0351

Если не учитывать упругий отбор грунта, т. е. принять, что коэффициент постели $k = 0$, то M и N можно определить по (5.30) и (5.31), принимая в них $n_1 = 0$. Такой случай может быть, когда труба уложена на дно водоема без заглубления ее в грунт.

§ 27. МЕТОДЫ РАСЧЕТА ПРОЧНОСТИ. РАСЧЕТ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ ТРУБ

Под прочностью трубопровода понимается его способность сопротивляться внутренним и внешним нагрузкам без разрушения, а также без потери требуемой формы или устойчивости. Это определение показывает, что проблема прочности включает комплекс задач, из которых, пожалуй, наиболее «простой» является задача обеспечения неразрушимости материала элементов конструкции. Для ее решения необходимо определить в элементах внутренние усилия (напряжения) от внешних нагрузок, сравнить их с контрольными или предельными значениями разрушающих напряжений и по коэффициенту превышения последних над первыми судить о запасе прочности в том или ином элементе.

Допустим, что все элементы конструкции рассчитаны со значительным запасом прочности. Означает ли это, что в целом конструкция будет прочной? Не означает, так как при этом могут быть не обеспечены условия, например, общей устойчивости или устойчивости заданной формы, могут возникнуть явления ползучести, определяющие так называемую длительную прочность и т. п. Поэтому из общей теории прочности выделились в самостоятельные отрасли теория устойчивости, износостойкости и коррозии, ползучести, динамической прочности, лавинного разрушения и т. п.

Прочность трубопровода обеспечивается применением необходимых для тех или иных условий конструктивных схем и материалов при соответствующих размерах отдельных элементов. Решение этой задачи включает обычно два этапа: сначала определяют внутренние усилия в конструкции и ее элементах (M — изгибающий момент, Q — поперечная сила, N — продольная сила), а затем рассчитывают или уточняют размеры элементов.

До 1962 г. расчет прочности трубопроводов проводился либо по одной из классических теорий механической прочности, либо по энергетической. Поскольку в качестве материалов для газо- и нефтепроводных труб используется в основном металл, обладающий достаточно выраженными пластическими свойствами, то из классических теорий наиболее подходящей является теория, предполагающая, что разрушение происходит в результате сдвига одной части материала по другой. Для плоского напряженного состояния, в котором находится тонкостенный трубопровод, условие прочности имеет вид

$$-\sigma_T \leq \sigma_{кц} \leq \sigma_T; \quad (5.32)$$

$$-\sigma_T \leq -\sigma_{пр} \leq \sigma_T; \quad (5.33)$$

$$-\sigma_T \leq \sigma_{кц} - \sigma_{пр} \leq \sigma_T, \quad (5.34)$$

где σ_T — предел текучести при разрыве (+) и сжатии (-).

Из более поздних теорий широкое распространение получила энергетическая теория, в которой условием нарушения прочности также считается переход материала в пластичное состояние и связанное с ним появление остаточных

деформаций. В общем виде для трубопровода условие прочности из энергетической теории записывается (плоское напряженное состояние):

$$\sigma_{кц}^2 + \sigma_{пр}^2 - \sigma_{кц}\sigma_{пр} = \sigma_T^2 \quad (5.35)$$

или

$$\sigma_T = \sqrt{\sigma_{кц}^2 + \sigma_{пр}^2 - \sigma_{кц}\sigma_{пр}}. \quad (5.36)$$

Как видно из (5.36), наиболее опасное состояние для прочности труб наступает при сжимающих значениях $\sigma_{пр}$, поскольку в этом случае

$$\sigma_T = \sqrt{\sigma_{кц}^2 + \sigma_{пр}^2 + \sigma_{кц}\sigma_{пр}}. \quad (5.37)$$

В этих теориях принято допущение, что нарушением прочности материала является переход его в пластичное состояние (а не разрыв) и что предел текучести σ_T одинаков по абсолютной величине при растяжении и при сжатии.

Суть расчета на прочность по любой из теорий заключается в сравнении контролируемого сопротивления R_k материала, из которого сделаны трубы, с пределом, определяемым по одной из приведенных формул (5.32—5.37), причем прочность считается обеспеченной, если

$$R_k > \sigma_T.$$

Что понимать под контролируемым сопротивлением материала R_k ? Как известно, сопротивление материала нагрузкам характеризуется функциональной зависимостью между напряжениями и деформациями (диаграмма растяжения или сжатия). На этой диаграмме для пластичных материалов имеются обычно три характерных значения R_k : σ_y — напряжения на конце участка упругой зависимости, для которой справедлив закон Гука; σ_T — напряжения, определяемые по площадке текучести, и $\sigma_{вр}$ — временное сопротивление разрыву, после достижения которого происходит быстрое разрушение материала. По значению σ_y , σ_T и $\sigma_{вр}$ существенно отличаются друг от друга. Например, для стали Ст.3 $\sigma_T = 2400$ кгс/см², а $\sigma_{вр} = 4000$ кгс/см²; для стали 10 Г2 $\sigma_T = 2700$ кгс/см², а $\sigma_{вр} \geq 4800$ кгс/см². Принимая σ_T в качестве R_k , получим одно значение толщины стенки труб; принимая $\sigma_{вр}$ — другое. При $R_k = \sigma_T$ прочностные характеристики материала используются далеко не полностью. Именно эти недостатки и учитывались при переходе к расчету прочности труб по методу предельных состояний. Суть этого метода применительно к трубопроводам заключается в том, что определяются так называемые предельные состояния конструкции. Первое предельное состояние — несущая способность, второе — предельно допустимые деформации.

Первое предельное состояние характеризуется в общем виде зависимостью

$$nN^{(n)} \leq f(R_i S), \quad (5.38)$$

где $N^{(n)}$ — усилие в конструкции от нормативных внешних нагрузок и воздействий; R_i — одно из расчетных сопротивлений материала; S — геометрические характеристики труб; n — коэффициент перегрузки.

Для второго предельного состояния

$$f \leq f_{доп}, \quad (5.39)$$

где f — деформация конструкции; $f_{доп}$ — допустимая величина деформации.

В СНиП II-45—75 в качестве расчетных сопротивлений приняты два контролируемых сопротивления:

$$R_1 = \frac{R_1^{(n)} m}{k_1 k_n} \quad (5.40)$$

и

$$R_2 = \frac{R_2^{(n)} m}{k_2 k_n}, \quad (5.41)$$

где $R_1^{(n)}$ принимается равным минимальному значению $\sigma_{вр}$ для данного материала (приложение 4); $R_2^{(n)}$ — равным пределу текучести σ_T по техническим

Таблица 5.4
Коэффициент условий работы m

Категория участков трубопровода	m	Число стыков, подлежащих контролю физическими методами, %	Давление предварительного гидравлического испытания $P_{исп}$
IV	0.6	100	1,25 p
I	0.75	100	1,25 p
II	0.75	100	} Не требуется
III	0.9	100	
IV	0.9	Не менее 20	

Таблица 5.5
Коэффициент безопасности по материалу k_1

Характеристика труб	k_1	Примечания
Термически упрочненные трубы (закаленные и отпущенные в трубе или листе); из низколегированной стали, прокатанной по регулируемому режиму	1,34	Трубы, независимо от конструкции (прямошовные или спиральношовные), должны быть сварены в три слоя, иметь минусовой допуск по толщине стенки не более 5% и пройти 100%-ный контроль основного металла и сварных соединений неразрушающими методами
Горячеправленные (по режиму нормализации), термически упрочненные (закаленные и отпущенные в трубе или листе), из нормализованной улучшенной низколегированной стали, из стали, прокатанной по регулируемому режиму	1,4	Независимо от конструкции (прямошовные или спиральношовные) все трубы должны быть сварены в три слоя, а сварные соединения проверены неразрушающими методами
Спиральношовные из горячекатанной низколегированной стали, сваренные в три слоя, и прямошовные экспандированные трубы из нормализованной листовой стали, сваренные двусторонним швом дуговым методом	1,47	
Прямошовные экспандированные и спиральношовные из горячекатанной низколегированной и углеродистой стали. Трубы свариваются двусторонним швом дуговым методом или токами высокой частоты. Беспшовные трубы	1,55	

условиям (или сертификатам) на трубы (см. приложение 4); m — коэффициент условий работы (табл. 5.4); k_1, k_2 — коэффициенты безопасности по материалу (табл. 5.5 и 5.6) и k_n — коэффициент надежности (табл. 5.7).

Коэффициент безопасности по материалу k_2

Таблица 5.6

Характеристика труб	k_2	Примечания
Бесшовные трубы из малоуглеродистых сталей	1,1	
Прямошовные и спиральношовные сварные трубы из малоуглеродистых сталей и низколегированных сталей	1,15	$\frac{R_2^{(H)}}{R_1^{(H)}} \leq 0,75$
Сварные трубы из высокопрочных сталей	1,2	$\frac{R_2^{(H)}}{R_1^{(H)}} > 0,75$

Коэффициент надежности k_n

Таблица 5.7

Условный диаметр трубопроводов, мм	Для газопроводов в зависимости от внутреннего давления p , кгс/см ²			Для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
	$p < 55$	$55 < p \leq 75$	$75 < p \leq 100$	
500 и менее	1	1	1	1
600—1000	1,05	1,05	1,05	1
1200	1,05	1,1	1,1	1,05
1400	1,05	1,1	1,15	1,1

Общие характеристики металла труб, используемые при расчетах прочности

Объемный вес γ	7850 кгс/м ³
Модуль упругости E	$2 \cdot 10^8$ кгс/см ²
Коэффициент линейного расширения α_t	$1,2 \cdot 10^{-5}$ град ⁻¹
Коэффициент поперечной деформации Пуассона μ в стадии работы металла:	
упругой	0,3
пластической	0,5

По расчетным сопротивлениям R_1 и R_2 в соответствии с первым предельным состоянием проверяется несущая способность труб сравнением $\sigma_{кц}$ по (5.14) и R_1 и R_2 по (5.40) и (5.41); при этом должно выполняться условие

$$R_1 \geq \sigma_{кц} \quad (5.42)$$

При проектировании трубопроводов встречаются два основных расчетных случая:

1) заданы толщина стенки труб δ , $\sigma_{вр}$ и $\sigma_{т}$, определить несущую способность труб, т. е. допустимое внутреннее давление p ; 2) заданы внутреннее давление p , $\sigma_{вр}$, $\sigma_{т}$, найти толщину стенки труб δ .

В соответствии с (5.14), (5.40), (5.42)

$$\delta = \frac{npD_{нн}}{2R_1} \quad \text{или} \quad \delta = \frac{npD_n}{2(R_1 + np)}, \quad (5.43)$$

где n — коэффициент перегрузки.

В качестве проверочного условия при наличии в трубопроводе продольной силы используется формула

$$\delta = \frac{npD_n}{2(\psi_1 R_1 + np)}, \quad (5.44)$$

где ψ_1 — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяется по формуле

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{пр}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{пр}}{R_1}. \quad (5.45)$$

В (5.45) $\sigma_{пр}$ принимается в соответствии с действительными условиями по одной из формул (5.15), (5.19), (5.21), (5.25). Определив по (5.43) или (5.44) толщину стенки трубы, в соответствии со СНиП II-45—75 требуется выполнить проверку прочности подземных и наземных (в насыпях) трубопроводов по условию

$$\sigma_{пр} \leq \psi_2 R_1, \quad (5.46)$$

где ψ_2 — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние.

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (5.47)$$

$\psi_2 = 0$ при растягивающих $\sigma_{пр}$.

Для иллюстрации изложенной методики СНиП II-45—75 приведем пример расчета толщины стенки труб и проверки прочности, приняв следующие данные: $p = 75$ кгс/см²; $D_n = 122$ см; $R_1^{(H)} = \sigma_{вр} = 4800$ кгс/см². По (5.40) с учетом $k_1 = 1,34$; $k_n = 1,05$ (табл. 5.7), $n = 1,1$ и $m = 0,75$ находим $R_1 = 2560$ кгс/см². Пусть $\sigma_{пр} = 0$, тогда по (5.43) $\delta = 1,92$ см. Как видно из этого примера, $R_1 \approx 0,54 \sigma_{вр}$.

В СНиП II Д-10—62 не принимались во внимание продольные напряжения $\sigma_{пр}$. В новых СНиП II-45—75 продольные напряжения уже учитываются в форме (5.44). Проанализируем, что дает использование формулы (5.44) для определения δ и проверочного условия (5.46).

В СНиП II-45—75 наметилась тенденция перехода к расчету толщины стенки по энергетическому условию прочности (5.35). Если представить его в виде

$$R_1^2 = \sigma_{кц}^2 + \sigma_{пр}^2 - \sigma_{кц} \sigma_{пр} \quad (5.48)$$

и принять коэффициент Пуассона $\mu = 0,3$, то из (5.48) следует:

$$\sigma_{кц} = R_1 \left(\sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{пр}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{пр}}{R_1} \right) = \psi_1 R_1. \quad (5.49)$$

Используя формулу (5.14) и подставляя в нее $\sigma_{кц}$ из (5.49), получают формулу (5.44). Величина R_1 (5.40) определяется как функция временного сопротивления разрыву, уменьшенного системой коэффициентов до значений примерно $0,54 \sigma_{вр}$.

При использовании формулы (5.44), имеющейся в СНиП II-45—75, следует иметь в виду следующее. До тех пор, пока не определена толщина стенки трубы δ , невозможно ничего сказать о продольных напряжениях, являющихся функ-

цией δ , а следовательно, нельзя однозначно определить ψ_1 . Для определения δ следует применять итерационную процедуру, принимая в первом приближении $\psi_1 = 1$. Обратим далее внимание на то, что при определении продольных (сжимающих) напряжений в СНиП II-45-75

$$\sigma_{пр} = -\alpha_t E \Delta t + 0,25 \frac{n p D_{вн}}{\delta}, \quad (5.50)$$

т. е. принято допущение о том, что $\mu = 0,5$. Если учесть, что системой коэффициентов R_1 всегда доводится до значений, существенно меньших σ_t , то принимать $\mu = 0,5$ необоснованно. Приняв $\mu = 0,3$, решив квадратное уравнение относительно $\sigma_{кц}$ и подставив значение $\sigma_{кц}$ в (5.43), получим для толщины стенки трубы с учетом продольной силы, принимаемой по (5.50), выражение

$$\delta = \frac{n p D_n}{2 \left[-0,253 \alpha_t E \Delta t + \sqrt{1,265 \sigma_t^2 k^2 - 1,2 \alpha_t^2 E^2 \Delta t^2 + n p} \right]}, \quad (5.51)$$

где n — коэффициент перегрузки, k — коэффициент снижения σ_t . Если заменить σ_t на $\sigma_{пр}$, то в (5.51) вместо $\sigma_t^2 k^2$ следует подставить R_1^2 по (5.40). В любом случае δ определяется без итераций непосредственно по (5.51).

Оценка вероятности разрушения трубопроводов

Рассмотренные методы расчета трубопровода на прочность являются детерминистическими. Однако нагрузка и несущая способность являются, по существу, случайными величинами. Поэтому для компенсации погрешностей, которые обуславливаются возможными отклонениями этих факторов, вводятся коэффициенты k_1, k_2, k_n и m . Такой метод уже содержит элементы статического подхода к задаче о прочности трубопроводов.

В последние годы в различных отраслях техники используется вероятностный подход к оценке прочности конструкции и их элементов. Применительно к магистральным трубопроводам такой подход предложен П. П. Бородавкиным и В. М. Зюзиной.

Применение статических методов позволяет более правильно отразить случайную природу основных расчетных величин, взаимосвязь между внешней нагрузкой и несущей способностью трубопровода (его неразрушимостью).

Рассмотрим трубопровод под действием нагрузок, возникающих в процессе его эксплуатации. Вследствие своей протяженности он состоит из труб конечной длины, в которых геометрические и прочностные характеристики отличаются случайным образом. Условия нагружения трубопроводов также зависят от большого числа факторов (ветровая и снеговая нагрузки, вибрации, течение реки, температурный перепад, оползни в грунте и т. д.).

Покажем влияние случайных отклонений расчетных величин, входящих в формулу для определения толщины стенки трубопровода (5.43), на вероятность его разрушения.

В качестве параметра состояния трубопровода используем функцию неразрушимости

$$\eta = S - N, \quad (5.52)$$

где S — несущая способность трубопровода; N — нормативная нагрузка в трубопроводе.

Трубопровод будет сохранять свою работоспособность в случае, когда $\eta > 0$. Функция неразрушимости для трубопровода имеет вид

$$\eta = P_{\max} - P_{\text{раб}} \quad (5.53)$$

где P_{\max} — максимальное давление, которое может выдержать трубопровод до разрушения; $P_{\text{раб}}$ — рабочее давление в трубопроводе.

Выражение для определения P_{\max} может быть различным в зависимости от вида напряженного состояния в трубопроводе. Принимая гипотезу наибольшего нормального напряжения и считая, что разрушение трубопровода обуславливается действием кольцевых напряжений, получаем

$$\eta = \frac{2\sigma_{вр}\delta}{D_{вн}} - P_{\text{раб}} \quad (5.54)$$

Функция η нелинейно зависит от входящих в нее случайных параметров $P_{\text{раб}}, D_{вн}, \delta, \sigma_{вр}$. Ее можно линеаризовать, раскладывая в ряд в окрестности математических ожиданий случайных величин. В результате η принимает вид

$$\eta = \frac{2\bar{\sigma}_{вр}\bar{\delta}}{\bar{D}_{вн}} + \frac{2\bar{\delta}}{\bar{D}_{вн}} (\sigma_{вр} - \bar{\sigma}_{вр}) + \frac{2\bar{\sigma}_{вр}}{\bar{D}_{вн}} (\delta - \bar{\delta}) - \frac{2\bar{\sigma}_{вр}\bar{\delta}}{\bar{D}_{вн}^2} (D_{вн} - \bar{D}_{вн}) - \bar{P}_{\text{раб}}, \quad (5.55)$$

где $\bar{\sigma}_{вр}, \bar{\delta}, \bar{D}_{вн}, \bar{P}_{\text{раб}}$ — математические ожидания соответствующих величин. Записанная в (5.55) η является линейной функцией определяющих параметров, и ее можно представить следующим образом:

$$\eta = \sum_{k=1}^n a_k X_k, \quad (5.56)$$

где a_k — постоянные коэффициенты; X_k — случайные величины; n — число случайных параметров.

Предполагая, что все определяющие параметры X_1, X_2, \dots, X_n подчиняются нормальному закону распределения, вероятность разрушения трубопровода P найдем по формуле

$$P = \frac{1}{2} - \Phi(\gamma), \quad (5.57)$$

где $\Phi(\gamma)$ — функция Лапласа, она табулирована в справочниках; $\gamma = \frac{1}{\omega_\eta}$ — характеристика безопасности, введенная А. Р. Ржаницыным; ω_η — коэффициент изменчивости,

$$\omega_\eta = \frac{\sqrt{D(\eta)}}{\bar{\eta}} \quad (5.58)$$

$\bar{\eta}$ — математическое ожидание случайной величины η :

$$D(\eta) = (\eta - \bar{\eta})^2 - \quad (5.59)$$

ее дисперсия.

Учитывая сделанные ранее предположения и формулы (5.56), (5.58) и (5.59), для характеристики безопасности получаем:

$$\gamma = \frac{\sum_{k=1}^n a_k \bar{X}_k}{\sqrt{\sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^n a_i a_k K_{X_i X_k}}}, \quad (5.60)$$

где $K_{X_i X_k}$ — корреляционные моменты.

$$K_{X_i X_k} = \overline{(X_i - \bar{X}_i)(X_k - \bar{X}_k)}. \quad (5.64)$$

Полагая входящие в формулу (5.55) расчетные величины некоррелированными между собой, получаем

$$\gamma = \frac{\kappa - 1}{\sqrt{\kappa^2 \omega_{\sigma_{вр}}^2 + \kappa^2 \omega_{\delta}^2 + \kappa^2 \omega_{D_{вн}}^2 + \omega_{p_{раб}}^2}}, \quad (5.62)$$

где

$$\kappa = \frac{2\bar{\delta}\bar{\sigma}_{вр}}{D_{вн} p_{раб}} = \frac{\bar{\sigma}_{вр}}{\bar{\sigma}}$$

κ — условный коэффициент запаса, $\omega_{\sigma_{вр}}$, ω_{δ} , $\omega_{D_{вн}}$, $\omega_{p_{раб}}$ — коэффициенты изменчивости; $\bar{\sigma}$ — математическое ожидание рабочего кольцевого напряжения, в данном случае принимаем его равным расчетному сопротивлению R_1 .

В качестве примера рассмотрим трубопровод диаметром $D_n = 122$ см с номинальной толщиной стенки $\delta = 1,2$ см из стали 17Г1С.

В табл. 5.8 приведены статистические данные (предел прочности) испытания данной стали и разброс толщин стенок трубы в пределах допуска.

Таблица 5.8

Статистические данные для предела прочности стали 17Г1С для номинальной толщины стенки $\delta = 1,2$ см трубы с диаметром $D_n = 122$ см

$\sigma_{вр}$, кгс/см ²	Частота появления	δ , см	Частота появления
5200	13	1,12	—
5300	48	1,13	2
5400	151	1,14	2
5500	472	1,15	6
5600	815	1,16	18
5700	1182	1,17	32
5800	1312	1,18	46
5900	1231	1,19	39
6000	869	1,20	35
6100	522	1,21	36
6200	292	1,21	18
6300	140	1,22	4
6400	68	1,23	4
6500	30	1,24	—
6600	51	1,25	—
6700	3	1,26	—
6800	2	1,27	—
	$\Sigma 7158$		$\Sigma 242$

Для внутреннего диаметра и рабочего давления принято нормальное распределение в пределах технологического допуска и нормативных требований. Вычисленные параметры для данных распределений приведены в табл. 5.9.

Таблица 5.9

Параметры распределения расчетных величин

Случайная расчетная величина	Среднее значение (математическое ожидание)	Стандарт	Коэффициент изменчивости
Предел прочности	$\bar{\sigma}_{вр} = 5822$ кгс/см ²	$ \sigma _{\sigma_{вр}} = 222$ кгс/см ²	$\omega_{\sigma_{вр}} = 0,0381$
Толщина стенки	$\bar{\delta} = 1,2$ см	$ \sigma _{\delta} = 0,0236$ см	$\omega_{\delta} = 0,0196$
Внутренний диаметр трубы	$\bar{D}_{вн} = 119,6$ см	$ \sigma _{D_{вн}} = 0,2343$ см	$\omega_{D_{вн}} = 0,00196$
Рабочее давление	$\bar{p}_{раб} = 1$	$ \sigma _{p_{раб}} = 0,0333$	$\omega_{p_{раб}} = 0,0333$

При максимальном рабочем напряжении, допускаемом нормативным расчетом, $\bar{\sigma} = 0,62 \sigma_{вр. \min}$ ($\sigma_{вр. \min} = 5200$ кгс/см²) имеем $|\kappa| = 1,834$. Характеристика безопасности κ при этом оказывается равной 9,77, что соответствует чрезвычайно малой вероятности разрушения трубопровода (практически равной нулю).

Это говорит о том, что расчет трубопроводов выполняется с большим запасом несущей способности. Однако, несмотря на это, иногда наблюдаются разрывы магистральных трубопроводов. Пути повышения несущей способности трубопроводов, учитывая изложенное, следует искать в дальнейшем повышении качества металла, используемого для изготовления труб. Огромную роль в формировании действительной несущей способности трубопроводов играет качество выполняемых строительно-монтажных работ.

В период строительства трубы получают вмятины, царапины, задиры, иногда не выдерживаются проектные углы поворотов как в вертикальной, так и в горизонтальной плоскостях. Следовательно, резервы повышения несущей способности заложены в дальнейшем улучшении качества строительства. В результате можно существенно уменьшить толщины стенок труб в нормальных условиях, т. е. на участках III—IV категории. В то же время на участках I—II категорий толщины стенок труб можно увеличить, повысив тем самым уровень их эксплуатационной надежности.

Эту задачу следует рассматривать как задачу технико-экономического характера. Сравнивая дополнительные затраты на повышение качества строительства (обеспечение наилучшей сохранности металла труб и их изоляции, укладка труб на мягкую подготовку, присыпка труб мягким грунтом, выполнение всех требований проекта и т. п.) с экономией средств от уменьшения толщины стенок труб на участках III—IV категории, а также уменьшения ущерба окружающей природной среде, можно получить оптимальное решение, при котором высокий уровень эксплуатационной надежности будет достигаться при минимуме затрат.

УСТОЙЧИВОСТЬ И ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

§ 28. УСТОЙЧИВОСТЬ ПОДЗЕМНЫХ ПРЯМОЛИНЕЙНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

В подземном трубопроводе, как правило, возникает продольная сила P (от перепада температуры Δt и внутреннего давления p). Эта сила для прямолинейного трубопровода при невозможности продольных (в направлении главной оси) перемещений труб определяется по формуле

$$P = \alpha_t E F \Delta t - 0,15 \frac{p D_{\text{вн}} F}{\delta}, \quad (6.1)$$

где α_t — коэффициент линейного расширения металла; F — площадь сечения материала трубы; $\Delta t = t_0 - t_1$, t_0 — начальная температура; t_1 — температура в рассматриваемый момент времени; δ — толщина стенки труб. Формулу (6.1) можно представить в ином виде:

$$P = \alpha_t E F \Delta t - 0,15 \pi p D_{\text{вн}}^2. \quad (6.1')$$

При рассмотрении вопроса о продольной устойчивости положительной величиной будем считать сжимающие усилия, а не растягивающие. При значении $P \geq P_{\text{кр}}$ возможен переход трубопровода из прямолинейного в искривленное состояние. Этот переход будем называть потерей устойчивости трубопровода, а силу, при которой происходит потеря устойчивости, — критической силой $P_{\text{кр}}$.

Вопрос о продольной устойчивости возник в связи со строительством трубопроводов, работающих при значительных температурных перепадах. Так, за компрессорными станциями газ имеет температуру до 80°C . Если трубопровод укладывался при $t_0 = 0^\circ \text{C}$, то после ввода его в эксплуатацию при $t = 80^\circ \text{C}$, $p = 75 \text{ кгс/см}^2$; $D_{\text{вн}} = 120 \text{ см}$, $\delta = 1,8 \text{ см}$ продольная сила $P = 1,3673 \cdot 10^6 - 0,5086 \cdot 10^6 = 0,8587 \cdot 10^6 \text{ кгс} = 858,7 \text{ тс}$. Столь значительная сила может привести к потере трубопроводом устойчивости. Чтобы предвидеть еще в процессе проектирования возможность потери устойчивости, необходимо иметь соответствующие методики расчета. Впервые теоретические и экспериментальные исследования по продольной устойчивости подземных трубопроводов были выполнены П. П. Бородавкиным и Л. И. Быковым. Затем был проведен ряд исследований и другими авторами [14]. Приведем основные результаты этих исследований.

Взаимодействие трубопровода с грунтом при потере устойчивости

Процесс потери трубопроводом устойчивости под воздействием продольных усилий сопровождается его волнообразным искривлением (рис. 6.1). В пределах каждой волны или полуволны труба перемещается в поперечном направлении, оказывая силовое воздействие на грунт и испытывая при этом с его стороны реактивное сопротивление, которое во многом определяет критическую силу. Поэтому при расчете продольной устойчивости приходится учитывать сопротивление грунта как поперечному, так и продольному перемещениям трубопровода. От того, какая расчетная модель сопротивления грунта этим перемещениям будет принята, в значительной мере зависят и величина $P_{\text{кр}}$, и форма

искривления трубопровода. Вследствие того, что явления потери устойчивости сопровождаются весьма малыми продольными перемещениями, вполне оправдывается использование связи трубы с грунтом, характеризуемой коэффициентом постели грунта при сдвиге k_u . Как видно из рис. 6.1, а, продольные перемещения сечений при такой форме искривления отсутствуют; при искривлении по форме рис. 6.1, б, в длина участка λ изменяется не только за счет упругих свойств материала трубопровода, но и за счет продольного перемещения участков труб, примыкающих к искривленному. Если даже считать, что увеличение длины участка λ полностью происходит за счет перемещения примыкающих участков, то при стрелках прогиба 20—30 см для труб диаметром более 500 мм продольные перемещения не превышают 1 см. При таком перемещении в грунте еще сохраняется связь трубы с грунтом, характеризуемая коэффициентом k_u . Характер сопротивления грунта поперечному перемещению труб изменяется в зависимости от перемещения (при одном и том же диаметре трубы).

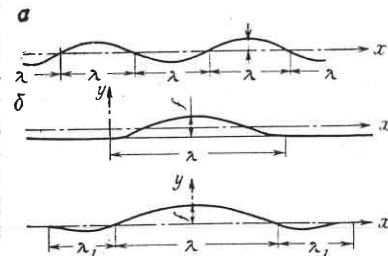


Рис. 6.1. Формы искривления трубопровода

В механике грунтов [1] в настоящее время наиболее полно разработаны две модели грунтовой среды: модель упругого грунта, соответствующая основным предпосылкам так называемого «коэффициента постели», и модель пластичного тела Прандтля — Кулона.

Модель пластичного тела Прандтля — Кулона используется в механике грунтов при расчетах устойчивости сооружений на сдвиг. При значительных перемещениях, когда в грунте возникает предельное напряженное состояние, применение этой модели считается вполне оправданным. Однако при перемещениях, меньше предельных, ее использование искажает действительную картину работы грунтовой среды. Применительно к расчету продольной устойчивости это несоответствие ясно видно из рис. 6.2. Независимо от положения, занимаемого трубопроводом, для любых его сечений реакция грунта считается постоянными и равными его предельной несущей способности для случая вдавливания цилиндрического штампа. В сечениях $x = 0$ и $x = \lambda$ реакция грунта переходит через нуль скачкообразно от $+q$ до $-q$.

Таким образом, применение модели пластичного тела может быть оправдано, если перемещения превышают предельную величину для данного грунта и диаметра трубы.

Нами были проведены эксперименты по определению реакций грунта перемещающемуся цилиндру при различной высоте слоя грунта над ним. Было установлено, что перемещения при незначительных подвижных линейно зависят от возмущающей силы, затем зависимость становится нелинейной, и только при полном использовании несущей способности грунта движение цилиндра в нем происходит при постоянном возмущающем усилии, что соответствует движению цилиндра в пластичном грунте (модель Прандтля — Кулона). Переходу грунта в предельное напряженное состояние предшествует упругая стадия его работы.

Модель упругого грунта часто применяют в механике грунтов при определении реакций грунта по подошве сооружений конечной жесткости. Основным допущением модели является условие

$$q(x) = k_u w(x) D_n, \quad (6.2)$$

где $q(x)$ — реакция грунта; $w(x)$ — перемещение трубы; k_0 — коэффициент пропорциональности, называемый коэффициентом постели грунта.

	k_0 , кгс/см ²
Грунты малой плотности:	
торф	0,05—0,1
пльвун	0,1—0,5
глина мокрая размятченная	0,1—0,5
песок свеженасыпанный	0,1—0,5
Грунты средней плотности:	
песок слежавшийся	0,5—5
гравий	0,5—5
глина влажная	0,5—5

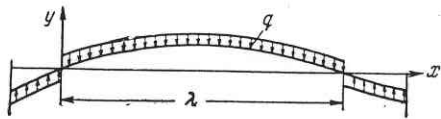


Рис. 6.2. Схема искривления трубопровода в жесткопластичной среде

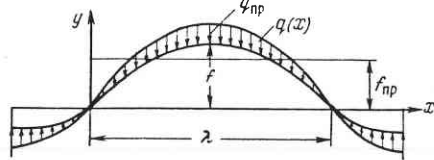


Рис. 6.3. Схема искривления трубопровода в упругом грунте

Рассмотрим схему взаимодействия грунта и труб при поперечных перемещениях. Искривление трубопровода по схеме, изображенной на рис. 6.3, вызывает со стороны грунта сопротивление, возрастающее по мере увеличения прогиба. Как только в каком-либо сечении будет выполнено условие

$$w(x) = f_{пр} \tag{6.3}$$

сопротивление грунта достигнет предельного значения $q_{пр}$ и при увеличении стрелки прогиба f будет постоянным. Прогибы соседних сечений могут стать больше $f_{пр}$, и тогда область предельного напряженного грунта, обладающего свойством пластичного тела, распространится на какую-то часть полуволны или волны λ (рис. 6.3). Первоначальное искривление прямолинейного трубопровода от воздействия продольного усилия происходит при упругом отпоре со стороны грунта, так как любые грунты при малых деформациях обладают упругими свойствами.

До $f < f_{пр}$ взаимодействие между трубопроводом и грунтом имеет упругий (линейный) или упругопластичный (нелинейный) характер. При возникновении предельного постоянного сопротивления грунта на части λ сжимающее усилие будет зависеть одновременно от $q(x)$ и $q_{пр}$.

Учитывая изложенное, можно сказать, что при определении условий, вызывающих первоначальные поперечные перемещения прямолинейных трубопроводов, следует использовать модель упругого грунта, так как начальное волнообразование происходит в любых грунтах при упругом их отпоре, а затем по мере увеличения стрелки прогиба уже сформировавшихся полуволн возможен переход грунта в предельное состояние. Равновесные состояния, возникающие в этих случаях, возможны при сжимающих продольных силах, меньших критических, определяемых в предположении только упругой работы, т. е. более обоснованным будет расчет в предположении, что даже при незначительных поперечных перемещениях труб со стороны грунта возникает отпор. В очень жестких грунтах, таких как плотно утрамбованный крупнозернистый

песок, гравий, разрыхленная скала и т. п., расчет по способу коэффициента постели может привести к завышенным результатам в определении критической продольной силы.

Устойчивость прямолинейного трубопровода при упругой модели грунта

Начальную форму искривления трубопровода аппроксимируем в виде синусоиды, изображенной на рис. 6.1, б. Будем считать, что при начальной температуре t_0 продольные усилия отсутствуют. При повышении температуры до t при условии, что продольные перемещения отсутствуют, сжимающее усилие в трубопроводе будет определяться по (6.1).

Допустим, что трубопровод уже искривлен по синусоиде. При этом участок трубопровода неограниченной длины l , кратной числу полуволн, сжат продольной силой и испытывает упругое сопротивление со стороны грунта. Примем $l = n \lambda_i$, где n — число полуволн и λ_i — длина полуволны. Реакция грунта в любом сечении определяется по (6.2). Сжимающую силу в искривленном трубопроводе найдем из равенства работы внешних и внутренних сил:

$$\frac{P}{2} \int_0^l (y')^2 dx = \frac{EI}{2} \int_0^l (y'')^2 dx + \frac{k_0 D_n}{2} \int_0^l y^2 dx. \tag{6.4}$$

Представив уравнение упругой линии трубопровода при начальном искривлении в виде

$$y = \sum_{n=1}^{\infty} f_n \sin \frac{n\pi x}{l}, \tag{6.5}$$

где f_n — прогиб в середине полуволны, продифференцировав (6.5) и подставив значения y' и y'' в (6.4), получим

$$P = \frac{EI \sum f_n^2 \left(\frac{n\pi}{l}\right)^2 + k_0 D_n \sum f_n^2}{\sum f_n^2 \left(\frac{n\pi}{l}\right)^2}. \tag{6.6}$$

Критическая сила $P_{кр}$ определяется из минимума выражения (6.6)

$$P_{кр} = \frac{\pi^2 EI}{l^2} \left(n^2 + \frac{k_0 D_n l^4}{EI n^2 \pi^4} \right) \tag{6.7}$$

или

$$P_{кр} = \frac{\pi^2 EI}{l^2} \left(n^2 + \frac{\eta}{n^2} \right), \tag{6.8}$$

где

$$\eta = \frac{k_0 D_n l^4}{\pi^4 EI}.$$

Из (6.7) видно, что $P_{кр}$ зависит от диаметра труб, длины участка и упругих характеристик грунта.

Изменяя значения k_0 , а следовательно, и η , можно получить число полуволн n , при котором $P_{кр}$ будет минимальным при данной величине l . Аналогично можно получить $P_{кр}$ для случая, когда первой искривленной формой будет синусоида с $n + 1$ полуволнами. Таким образом, в общем случае

$$n^2 + \frac{\eta}{n^2} = (n + 1)^2 + \frac{\eta}{(n + 1)^2}. \tag{6.9}$$

В нашем случае

$$\eta = n(n+1)^2. \quad (6.10)$$

Учитывая, что

$$n = \frac{l}{\lambda_i},$$

из (6.10) получим

$$\lambda^4 = \frac{\pi^4 EI}{k_0 D_H} \left(1 + \frac{2\lambda_i}{l} + \frac{\lambda_i^2}{l^2} \right). \quad (6.11)$$

Поскольку длина трубопровода может быть неограниченной ($l \rightarrow \infty$), то

$$\lambda = \sqrt[4]{\frac{\pi^4 EI}{k_0 D_H}}. \quad (6.12)$$

Из (6.12) видно, что при $k_0 \rightarrow 0$ $\lambda \rightarrow \infty$, т. е. искривленной осью будет синусоида, полуволна которой равна полной длине рассматриваемого участка трубопровода. Если $k_0 \rightarrow \infty$, то $\lambda \rightarrow 0$ и можно сказать, что трубопровод находится в бесконечно жесткой среде и при любых сжимающих усилиях потери устойчивости не будет.

Подставляя значение λ в выражение (6.8), получаем минимальное значение критической силы:

$$P_{кр} = \frac{2\pi^2 EI}{\lambda^2} = 2 \sqrt{k_0 D_H EI}. \quad (6.13)$$

Критическое значение температурного перепада найдем, приравняв (6.1') и (6.13):

$$\Delta t_{кр} = \frac{2 \sqrt{k_0 D_H EI}}{\alpha_t F E} + \frac{0,15 \pi p D_{вн}^2}{\alpha_t E F}. \quad (6.14)$$

Устойчивость прямолинейного трубопровода в пластичном грунте

Пусть трубопровод изгибается при потере устойчивости по форме, изображенной на рис. 6.4. Дифференциальное уравнение изгиба трубопровода имеет вид:

$$EI y'' + Ny = \frac{q\lambda}{4} x - \frac{q}{2} x^2, \quad (6.15)$$

где N — продольное усилие в трубопроводе в пределах искривленного участка; q — предельное сопротивление грунта поперечному перемещению трубы.

Принимая

$$k^2 = \frac{N}{EI} \quad \text{и} \quad m^2 = -\frac{q}{EI}, \quad (6.16)$$

получаем из (6.15)

$$y'' + k^2 y = \frac{m^2}{4} \lambda x - \frac{m^2}{2} x^2. \quad (6.17)$$

Общее решение (6.17) имеет вид:

$$y = A \cos kx + B \sin kx + \frac{m^2}{k^4} + \frac{m^2 \lambda}{4k^2} x - \frac{m^2}{2k^2} x^2. \quad (6.18)$$

Имея в виду граничные условия

$$x=0, y=y'=0 \quad \text{и} \quad x=\frac{\lambda}{2} \quad y=0,$$

получаем

$$k\lambda = 4\pi; \quad (6.19)$$

$$k = \sqrt[4]{\frac{m^2}{A}}; \quad (6.20)$$

$$\lambda = 4\pi \sqrt[4]{\frac{A}{m^2}}. \quad (6.21)$$

Если считать, что до потери устойчивости в трубопроводе было сжимающее усилие P , то в изогнутом после потери устойчивости участке

$$N = P + \frac{\lambda p_{гр}}{2} - \sqrt{\left(\frac{p_{гр} \lambda}{2}\right)^2 + p_{гр} E F u}, \quad (6.22)$$

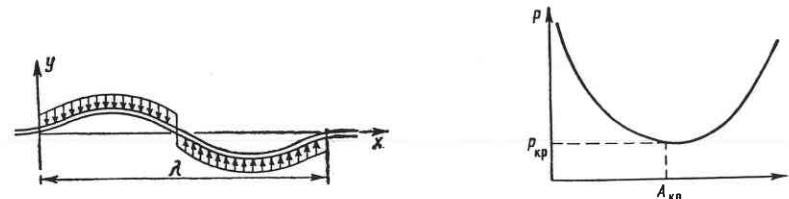


Рис. 6.4. Схема к расчету трубопровода в жесткопластичной среде

Рис. 6.5. Кривая равновесных форм искривленного трубопровода

где $p_{гр}$ — предельное сопротивление грунта сдвигу трубопровода; u — продольное перемещение концов участка λ ,

$$u = \lambda - \int_0^{\lambda} \sqrt{1 - (y')^2} dx. \quad (6.23)$$

Подставив в (6.22) λ из (6.21), u из (6.23) и N из (6.16), получим продольную силу P , при которой возможна потеря устойчивости прямолинейного трубопровода:

$$P = \frac{mEI}{\sqrt{A}} - 6,27 p_{гр} \sqrt[4]{\frac{A}{m^2}} + \sqrt{39,3 p_{гр}^2 \frac{\sqrt{A}}{m} + 67,5 p_{гр} E F \sqrt[4]{A^7 m^2}}, \quad (6.24)$$

где A — коэффициент уравнения (6.18). Проанализируем (6.24) по изменению A . При $A \rightarrow 0$ $P \rightarrow \infty$ и при $A \rightarrow \infty$ $P \rightarrow \infty$. При некотором значении A и прогибе f значение $P = P_{мин}$. Это минимальное значение, которое назовем критической силой, определим из минимума (6.24)

$$P_{кр} = 4 \sqrt[11]{q^4 p_{гр}^2 E^5 I^3}. \quad (6.25)$$

Значение $P_{кр}$ по (6.25), как правило, меньше значений $P_{кр}$ по (6.13). Это объясняется тем, что в случае (6.13) предполагается непрерывно возрастающее сопротивление со стороны грунта, а в случаях (6.25) $P_{кр}$ формируется при постоянном отпоре грунта $q_{гр}$. Это говорит о том, что в случае определения $P_{кр}$ при λ из (6.21) делается допущение, что любые, даже самые незначительные поперечные перемещения трубопровода происходят без проявления каких-либо упругих свойств грунта. Значение $P_{кр}$ стабилизируется при весьма больших стрелках прогиба (рис. 6.5). Требуется какие-то дополнительные условия, чтобы

реализовался переход трубопровода в искривленное состояние, при котором в нем действует $P_{кр. min}$. Поэтому как предположение об упругой работе грунта, так и предположение о том, что грунт является пластичным телом, лишь позволяют привести свойства грунта к той или иной расчетной схеме. Однако известно, что любой грунт обладает в определенном диапазоне упругими свойствами. Поэтому при прямолинейной прокладке величина $P_{кр. min}$, определяемая по (6.25), будет заниженной. В то же время вследствие разнородности грунтовых свойств отклонение оси трубопровода от прямой линии величина $P_{кр}$ по (6.13) будет завышенной по сравнению с фактической. Если предположить, что из-за проявления каких-либо возмущающих факторов становится возможным прыжок через область упругой работы грунта с образованием волн искривления трубопровода большей длины, чем определяемой из (6.12), то продольное усилие в таком случае будет меньше, чем по (6.13). Следует иметь также в виду сложность совместного использования характеристик k_0 и $q_{гр}$. Дело в том, что отпор грунта $q_{гр}$ может быть постоянным для нескольких одинаковых по объемному весу грунтов, в то время как k_0 будут различными. Подход к нахождению $P_{кр. min}$ в каждом случае должен быть достаточно мотивированным.

Поясним это результатами опытов по устойчивости подземных трубопроводов.

Были построены две опытные установки: сначала установка, имеющая сменный трубопровод длиной 28,8 м, а затем установка, имеющая два сменных прямолинейных участка труб длиной 65 м. Полностью были исключены продольные перемещения опорных сечений труб, что позволяло создавать необходимые продольные усилия в трубе при увеличении ее температуры. Опыты на первой установке проводились с трубами, имеющими диаметр 33 и 60 мм, площади сечения 3,214 и 6,9 см², моменты инерции 3,685 и 28 см⁴ соответственно. Опытные трубопроводы на второй установке имели длину 65 м и располагались между двумя неподвижными опорами, рассчитанными надвигающее усилие 50 тс. Трубы имели диаметры 108 и 166 мм; площади сечения 16,2 и 40,2 см²; моменты инерции 215 и 1290 см⁴. Трубопроводы перед каждым опытом укладывали строго прямолинейно на песчаный грунт, после чего их засыпали песком на различную высоту. Затем устанавливали измерительную аппаратуру, фиксировали начальные ее показания, после чего приступали к проведению опыта. Через каждые 2—4° С повышения температуры замеряли температуру труб и одновременно снимали показания индикаторов, фиксирующих продольные перемещения. За показаниями индикаторов поперечных смещений наблюдали непрерывно для того, чтобы зафиксировать начальные смещения трубы в тот момент, когда прямолинейная форма труб становится неустойчивой.

Обработка показаний индикаторов поперечных смещений отчетливо показала, что при явлениях начального искривления ось трубопроводов принимала как синусоидальную форму, так и форму, показанную на рис. 6.1, б. Длина волн во всех случаях соответствовала в основном длинам волн, определяемым в предположении, что формирование волн искривления происходит при упругой работе грунта.

После образования начальных волн искривления увеличение температуры (а следовательно, и продольного сжимающего усилия) на 2—6° С приводило к выпучиванию трубы, т. е. к полной потере устойчивости.

Сравнение опытных данных со значениями $P_{кр}$, полученными по (6.13) и (6.25), показало, что $P_{кр}$ для трубы $D = 33$ мм почти совпадает со значениями,

определяемыми по (6.13). Для труб $D = 60, 108$ и 168 мм формула (6.13) дает несколько завышенное значение $P_{кр}$, а формула (6.25) — заниженное, особенно для труб большого диаметра ($P_{кр}$ расчетное на 40—50% меньше $P_{кр}$ действительного для $D = 168$ мм).

Таким образом, можно сказать, что значение $P_{кр}$ по (6.25) будет меньше, а значение $P_{кр}$ по (6.13) — больше действительного. Этого и следовало ожидать, учитывая физическую сущность упругой и пластичной моделей грунтов.

§ 29. УСТОЙЧИВОСТЬ ТРУБОПРОВОДА, ИМЕЮЩЕГО НАЧАЛЬНЫЕ УПРУГИЕ ИСКРИВЛЕНИЯ

Уложить трубопровод строго прямолинейно очень сложно, и это имеет смысл делать лишь в тех случаях, когда по каким-либо условиям требуется совершенно прямолинейная прокладка. Обычный подземный магистральный трубопровод имеет отклонения от прямолинейной главной оси. Эти отклонения являются результатом неровностей дна траншеи или иных чисто технологических причин, связанных, например, с движением изоляционно-укладочной колонны по неровному рельефу и т. п.

Возможные формы упругих искривлений изображены на рис. 6.6, а, б. Искривления могут быть в горизонтальной или вертикальной плоскости. Второй вид искривления более опасен, так как при определенных условиях трубопровод на искривленном участке может «выпучиваться» на поверхность (рис. 6.6, в), т. е. перейти из начального положения I в положение II. При этом длина волны искривления, как правило, увеличивается от начальной λ_0 до λ . Именно последний случай потери устойчивости мы и рассмотрим.

Сначала введем некоторые уточнения в само понятие устойчивости по сравнению с тем, как оно толковалось в § 28. Понятие «потеря устойчивости» для трубопровода с искривленным участком весьма условное. Эта условность объясняется двумя причинами: сила, вызывающая потерю устойчивости, не остается постоянной, а уменьшается с увеличением стрелки прогиба; предельный прогиб искривленного участка определяется его продольным удлинением, а также продольным перемещением граничных сечений искривленного участка. Рассмотрим подробнее вторую причину. На рис. 6.7 изображена половина участка λ_0 и примыкающий к ней участок подземного трубопровода l . Участок l ограничен в перемещении в продольном направлении касательными силами τ по контакту поверхность трубы — грунт.

Наибольшая стрелка прогиба участка λ_0 может быть определена из элементарных соображений. При отношении $(f_0/\lambda_0) \leq 10$ с погрешностью не более 1% можно уравнение оси участка λ_0 (рис. 6.6, а) записать в виде

$$y_0(x) = \frac{f_0}{2} \left(1 - \cos^2 \frac{2\pi x}{\lambda_0} \right) = f_0 \sin^2 \frac{2\pi x}{\lambda_0} \quad (6.26)$$

В таком случае изменение длины участка

$$\Delta \lambda = \frac{\pi^2}{4\lambda_0} (f_{\max}^2 - f_0^2), \quad (6.27)$$

где f_0 — начальная стрелка прогиба; f_{\max} — наибольшая стрелка прогиба.

Одновременно изменение длины изогнутого участка

$$\Delta \lambda = 2u_{пр} + u_{\lambda_0}, \quad (6.28)$$

где $u_{пр}$ — предельное перемещение; u_{λ_0} — удлинение собственно участка λ_0 .

Объединяя (6.27) и (6.28), получаем

$$f_{\max} = \sqrt{\frac{4\lambda_0(2u_{np} + u_{\lambda_0})}{\pi^2} + f_0^2}. \quad (6.29)$$

Величина u_{λ_0} может быть определена с учетом всех факторов, вызывающих изменение длины участка λ_0 . Так, если действует внутреннее давление p и температурный перепад Δt , то

$$u_{\lambda_0} = \pm \alpha_t \lambda_0 \Delta t + \frac{0,2\sigma_{кц}\lambda_0}{E}, \quad (6.30)$$

где α_t — коэффициент линейного расширения; $\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения в трубе; E — модуль упругости. Знак «плюс» в первом члене (6.30) принимается при $\Delta t > 0$, а «минус» — при $\Delta t < 0$.

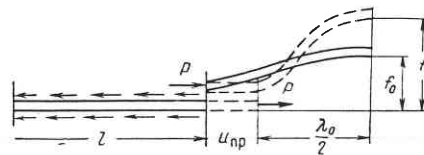
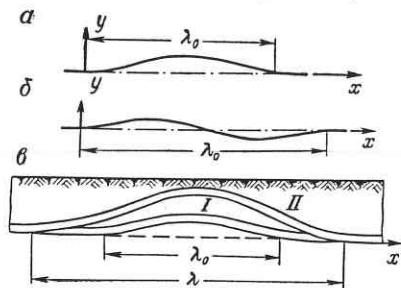


Рис. 6.7. Схема перемещений искривленного участка труб

Рис. 6.6. Схемы к расчету устойчивости трубопровода на искривленных участках

При получении (6.29) не было учтено сопротивление грунта поперечному перемещению труб на участке. Кроме того, было принято допущение о том, что при изменении f_0 оставалась постоянной длина λ_0 . Учет этих факторов приводит к уменьшению действительной стрелки прогиба f по сравнению с f_{\max} . Поэтому формулой (6.29) можно пользоваться в тех случаях, когда необходимо определить наибольший возможный прогиб.

Таким образом, устойчивым состоянием трубопровода, имеющего упруго-искривленные участки, будем считать такое состояние, при котором обеспечивается сохранность начальной формы искривления; изменение этого равновесного состояния под влиянием продольной силы будет потерей устойчивости.

Рассмотрим два случая потери устойчивости.

1. Пусть трубопровод искривлен, как показано на рис. 6.8. Уравнение упругой линии имеет вид (6.26). Будем считать, что при изменении положения трубы из начального положения I в положение II грунт оказывает упругое сопротивление

$$\varphi(x) = k_0 D_n y(x), \quad (6.31)$$

где k_0 — коэффициент постели грунта при сжатии.

Будем считать, что начальное искривление создано фиктивной распределенной нагрузкой

$$q_\phi = \frac{4\pi^4 EI f_0}{\lambda_0^4}. \quad (6.32)$$

Потенциальная энергия упругого изгиба на f_0

$$U_0 = \frac{EI}{2} \int_0^{\lambda_0} (y'')^2 dx = \frac{\pi^4 EI}{\lambda_0^3} f_0^2. \quad (6.33)$$

Изменение энергии упругого изгиба при смещении трубы на df

$$dU_y = \frac{\pi^4 EI}{\lambda_0^3} (2f_0 df + df^2). \quad (6.34)$$

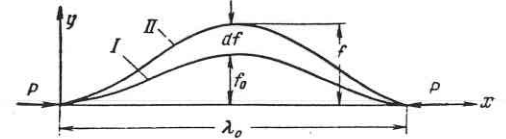
Энергия сжатия упругой среды

$$dU_\varphi = \frac{k_0 D_n}{2} \int_0^{\lambda_0} (y')^2 dx = \frac{3k_0 D_n \lambda_0}{16} df^2. \quad (6.35)$$

Потенциальная энергия распределенной фиктивной нагрузки q_ϕ уменьшится на

$$dU_q = \int_0^{\lambda_0} q_\phi (y - y_0) dx = \frac{q_\phi \lambda_0}{2} df. \quad (6.36)$$

Рис. 6.8. Схема перемещений упругоискривленного участка трубопровода



Работа продольной силы P на сближение концов участка

$$U_P = \frac{\pi^2 P}{4\lambda} (2f_0 df + df^2). \quad (6.37)$$

Приравнявая энергию упругого изгиба и упругого сжатия грунта работе продольной силы P и фиктивной нагрузки q_ϕ , получаем с учетом (6.32)

$$\frac{\pi^4 EI}{\lambda_0^3} df^2 + \frac{3k_0 D_n \lambda}{16} df^2 = \frac{\pi^2 P}{4\lambda_0} (2f_0 df + df^2), \quad (6.38)$$

откуда

$$P = \frac{3k_0 D_n \lambda_0^2 (f - f_0)}{4\pi^2 (f + f_0)} + \frac{4\pi^2 EI (f - f_0)}{\lambda_0^2 (f + f_0)} \quad (6.39)$$

и

$$f_1 = f_0 \frac{16\pi^4 EI + 3k_0 D_n \lambda_0^4 + 4P\pi^2 \lambda_0^2}{16\pi^4 EI + 3k_0 D_n \lambda_0^4 - 4P\pi^2 \lambda_0^2}. \quad (6.40)$$

Как видно из (6.39), при $P = 0$ $f = f_0$. Однако f_1 по (6.40) не является окончательным значением прогиба. Если на некоторое время продольное усилие P стабилизируется при прогибе f_1 , то под низ трубы (преимущественно в песчаных грунтах) подсыпается песок, и новым начальным положением трубы становится уже положение f_1 . Последующее увеличение прогиба нужно определять уже от нового начального значения, т. е. от f_1 , и т. д. Такие явления наблюдаются на газопроводах, сооружаемых в песках (например, газопровод Бухара — Урал и т. п.).

2. Грунт будем считать жестко пластичной средой с постоянным сопротивлением поперечному перемещению трубы. Как и в первом случае, приравнивая приращение потенциальной энергии упругого изгиба и распределенной нагрузки q работе сил P на сближение концов участка λ_0 , получаем

$$\frac{\pi^4 EI}{\lambda_0^3} (f + f_0) + \frac{q\lambda_0}{2} = \frac{\pi^2 P}{4\lambda_0} (f + f_0), \quad (6.41)$$

откуда

$$P = \frac{4\pi^2 EI}{\lambda_0^2} + \frac{2q\lambda_0^2}{\pi^2 (f + f_0)}, \quad (6.42)$$

а прогиб

$$f = \frac{2q\lambda_0^4}{\pi^2 P \lambda_0^2 - 4\pi^4 EI} - f_0. \quad (6.43)$$

Как видно из (6.42), P при $f = f_0$ не обращается в нуль. Это говорит о том, что изогнутый участок может удерживаться в таком состоянии только продольной силой. Если труба не засыпана грунтом, то нагрузкой является вес единицы длины трубы $q_{тр}$, т. е. $q = q_{тр}$. Такой случай может быть, если начальное упругое искривление имеет место при ровном основании. Если же основание неровное, то начальное искривление удерживается не за счет продольной силы P , а за счет реакции основания. Поскольку такое искривление создается при укладке, то сила P должна быть равна нулю. Из (6.42) видно, что величина P_0 может быть равна нулю лишь при постоянной реакции основания трубопровода:

$$q'_0 = -\frac{8\pi^4 E I f_0}{\lambda_0^4}. \quad (6.44)$$

Следовательно, в общем случае в (6.42) следует принять

$$q = q_1 + q_0, \quad (6.45)$$

где q_1 — полная поперечная нагрузка на трубопровод (вес трубы, перекачиваемого продукта и давление грунта).

Подставляя (6.45) и (6.44) в (6.43), получаем стрелку прогиба

$$f = \frac{8\pi^2 E I f_0}{\lambda_0^2 (P_{кр} - P)} - \frac{2q_1 \lambda_0^2}{\pi^2 (P_{кр} - P)} - f_0. \quad (6.46)$$

где

$$P_{кр} = \frac{4\pi^2 EI}{\lambda_0^2}.$$

Как видно из (6.46), при $P \rightarrow P_{кр}$ $f \rightarrow \infty$, т. е. происходит выпор трубы до значений, определяемых по (6.29).

Из (6.46) следует, что уменьшение прогиба f может быть достигнуто увеличением нагрузки q , т. е. большей засышкой трубопровода на искривленных участках.

§ 30. ПРОДОЛЬНЫЕ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ПОДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА

В курсе «Механика грунтов» [1] было приведено основное уравнение продольных перемещений подземного трубопровода в виде

$$u = C_1 \operatorname{ch} \beta x + C_2 \operatorname{sh} \beta x, \quad (6.47)$$

где

$$\beta = \sqrt{\frac{\pi D_n k_u}{EF}},$$

k_u — коэффициент постели грунта при сдвиге; F — площадь сечения стенки трубы. При упругой связи поверхности труб с грунтом перемещение конца трубопровода

$$u_0 = -\frac{k_u P_{01} \operatorname{sh} \beta x}{\beta E F \operatorname{ch} \beta l_1}; \quad (6.48)$$

при наличии участков упругой и пластичной связи

$$u_0 = \frac{\tau_{np}}{k_u} + \frac{P_0^2 - P_{01np}^2}{2EF\pi D_n \tau_{np}}, \quad (6.49)$$

где P_{01} — граничное усилие при упругой связи; P_{01np} — предельное его значение; P_0 — граничное усилие в случае наличия участков упругой l_1 и пластичной l_n связей; τ_{np} — предельное сопротивление грунта сдвигу.

Приведенный в [1] случай описывает простейший вид взаимодействия трубы и грунта при продольном перемещении. Рассмотрим более сложные случаи, встречающиеся в трубопроводном строительстве.

Перемещения при неоднородном распределении упругих свойств грунта по длине трубопровода

Поскольку трубопровод является линейным сооружением, состав грунтов, в которых он находится, непрерывно или участками изменяется по его длине. На длине трубопровода может быть любое число участков грунтов с различными свойствами. Рассмотрим изменение упругих характеристик грунта, в частности изменение коэффициента постели грунта при сдвиге k_u . Назначая для каждого участка свою систему координат, можно составить соответствующее число уравнений типа (6.47)

$$\begin{aligned} u_1 &= C_1 \operatorname{ch} \beta_1 x_1 + C'_1 \operatorname{sh} \beta_1 x_1; \\ u_2 &= C_2 \operatorname{ch} \beta_2 x_2 + C'_2 \operatorname{sh} \beta_2 x_2; \\ &\dots \dots \dots \\ u_n &= C_n \operatorname{ch} \beta_n x_n + C'_n \operatorname{sh} \beta_n x_n. \end{aligned} \quad (6.50)$$

Для определения произвольных постоянных C_n и C'_n можно записать необходимое число граничных условий:

$$\begin{aligned} x_1 = 0, \quad u_1 = 0; \quad x_1 = l_1, \quad u_1 = u_0; \\ x_2 = 0, \quad u_2 = u_0; \quad x_2 = l_2; \quad u_2 = u_0; \\ \dots \dots \dots \\ x_n = 0; \quad u_n = \kappa; \quad x_n = l_n; \quad \frac{du_n}{dx_n} = \frac{P}{EF}. \end{aligned} \quad (6.51)$$

Кроме условий (6.51) используются равенства на границах участков с разными грунтами

$$\left[\frac{du_{n-1}}{dx_{n-1}} \right]_{x_{n-1}=l_{n-1}} = \frac{du_n}{dx_n}. \quad (6.52)$$

Определим перемещение трубопровода, расположенного в двух участках с различными грунтами. Помещая начала осей координат в $x_1 = 0$ и $x_2 = 0$ (рис. 6.9), составляем уравнения

$$\begin{aligned} u_1 &= C_1 \operatorname{ch} \beta_1 x_1 + C'_1 \operatorname{sh} \beta_1 x_1; \\ u_2 &= C_2 \operatorname{ch} \beta_2 x_2 + C'_2 \operatorname{sh} \beta_2 x_2. \end{aligned} \quad (6.53)$$

Граничные условия для первого участка

$$x_1 = 0, u_1 = 0; x_1 = l_1, u_1 = u_0, \quad (6.54)$$

для второго участка

$$x_2 = 0, u_2 = u_0; x_2 = l_2; \frac{du_2}{dx_2} = \frac{P_1}{EF}. \quad (6.55)$$

Используя (6.54), находим

$$C_1 = 0, C'_1 = \frac{u_{01}}{\text{sh } \beta_1 l_1}. \quad (6.56)$$

Используя (6.55), получаем

$$C_2 = u_{01}, C'_2 = \frac{P_1}{\beta_2 EF \text{ch } \beta_2 l_2} - \frac{u_{01} \text{sh } \beta_2 l_2}{\text{ch } \beta_2 l_2}. \quad (6.57)$$

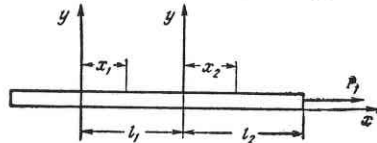


Рис. 6.9. Схема трубопровода в двух грунтовых средах

Таким образом, перемещение любого сечения участка l_1 определяется как

$$u_1 = \frac{u_{01} \text{sh } \beta_1 x_1}{\text{sh } \beta_1 l_1},$$

а участка l_2

$$u_2 = u_{01} \text{ch } \beta_2 x_2 + \left(\frac{P_1}{\beta_2 EF \text{ch } \beta_2 l_2} - \frac{u_{01} \text{sh } \beta_2 l_2}{\text{ch } \beta_2 l_2} \right) \text{sh } \beta_2 l_2. \quad (6.58)$$

Перемещение u_{01} конца участка l_1 найдем из условия

$$P_{01} = P_1 + \int_0^{l_1} \tau_2(x_2) dx. \quad (6.59)$$

Выполняя интегрирование, получаем

$$P_{01} = \frac{P_1}{\text{ch } \beta_2 l_2} - \frac{u_{01} \pi D k_2}{\beta_2} \text{th } \beta_2 l_2. \quad (6.60)$$

Подставляя (6.60) в (6.48) и принимая $x_1 = l_1$, находим

$$u_0 = \left(\frac{P_1}{\text{ch } \beta_2 l_2} - \frac{u_0 \pi D k_2}{\beta_2} \text{th } \beta_2 l_2 \right) \frac{\text{th } \beta_1 l_1}{\beta_1 EF},$$

откуда

$$u_0 = \frac{P_1 \text{th } \beta_1 l_1}{EF \text{ch } \beta_2 l_2 (\beta_1 + \beta_2 \text{th } \beta_1 l_1 \text{th } \beta_2 l_2)}. \quad (6.61)$$

Из (6.61) видно, что при $\beta_2 = 0$ или $l_2 = 0$ получаем выражение (6.48), т. е. для однородного грунта.

Усилие в любом сечении трубопровода найдем следующим образом.

Для второго участка

$$P_{x_2} = P_1 + \int_{x_2}^{l_2} \pi D \tau(x_2) dx_2. \quad (6.62)$$

Учитывая (6.58),

$$P_{x_2} = \frac{P_1}{\text{ch } \beta_2 l_2} \left[\text{ch } \beta_2 x_2 - \beta_2 \frac{\text{th } \beta_1 l_1 \text{sh } \beta_2 (l_2 - x_2)}{\text{ch } \beta_2 l_2 (\beta_1 + \beta_2 \text{th } \beta_1 l_1 \text{th } \beta_2 l_2)} \right]. \quad (6.63)$$

При $x_2 = l_2$ $P_{x_2} = P_1$, а при $x_2 = 0$

$$P_{x_2=0} = \frac{P_1}{\text{ch } \beta_2 l_2} \left(1 - \beta_2 \frac{\text{th } \beta_1 l_1 \text{th } \beta_2 l_2}{\beta_1 + \beta_2 \text{th } \beta_1 l_1 \text{th } \beta_2 l_2} \right). \quad (6.64)$$

Наибольшее усилие, воспринимаемое трубопроводом и грунтом без разрыва упругой связи между ними, определим из (6.58), принимая при $x_2 = l_2$

$$u_2 = \frac{\tau_{\text{нр}2}}{k_2}$$

и учитывая (6.61),

$$P_{1 \text{ нр}} = \frac{\tau_{\text{нр}2} EF}{k_2 \left[\frac{\text{th } \beta_2 l_2}{\beta_2} + \frac{\text{th } \beta_1 l_1}{\text{ch } \beta_2 l_2 (\beta_1 + \beta_2 \text{th } \beta_1 l_1 \text{th } \beta_2 l_2)} \right]}. \quad (6.65)$$

Для обеспечения упругой связи в пределах первого участка необходимо выполнить условие

$$u_{01} \leq \frac{\tau_{\text{нр}1}}{k_1}.$$

Из (6.61) находим

$$P_{1 \text{ нр}} \leq \frac{\tau_{\text{нр}1} EF \text{ch } \beta_2 l_2 (\beta_1 + \beta_2 \text{th } \beta_1 l_1 \text{th } \beta_2 l_2)}{k_u \text{th } \beta_1 l_1}. \quad (6.66)$$

Следует отметить, что условие (6.65) не выполняется только при $\tau_{\text{нр}2} \gg \tau_{\text{нр}1}$. Поскольку в условиях, встречающихся на практике, $\tau_{\text{нр}2}$ незначительно отличается от (6.65), то для сохранения упругой связи в пределах обоих участков достаточно удовлетворить лишь условию (6.66), которое, учитывая, что $\text{th } \beta_1 l_1 \approx 1$, можно записать в виде

$$P_{01 \text{ нр}} = \frac{\tau_{\text{нр}2} EF \beta_2 \text{ch } \beta_2 l_2 (\beta_1 + \beta_2 \text{th } \beta_2 l_2)}{k_2 \text{sh } \beta_2 l_2 (\beta_1 + \beta_2 \text{th } \beta_2 l_2) + k_2 \beta_2}. \quad (6.67)$$

Перемещение трубопровода при граничном усилии, зависящем от перемещения

На практике встречаются условия, при которых усилие, вызывающее перемещение, само зависит от перемещения. Например, перемещения трубопроводов у мест выхода на поверхность при устройстве арочных и балочных переходов, трубопроводов в виде провисающей жесткой нити, подводных трубопроводов и др.

Сопротивление перемещению по линейному закону

Пусть отпор N перемещению трубопровода линейно зависит от граничного перемещения u_0 , т. е.

$$N = \eta u_0, \quad (6.68)$$

где η — упругая характеристика сооружения, устанавливающая связь между сопротивлением перемещению и перемещением.

Учитывая (6.68), решение основного уравнения (6.47), будем искать при граничных условиях

$$x = 0; u = 0; x = l; \frac{du}{dx} = \frac{P_1 - \eta u_0}{EF}. \quad (6.69)$$

Постоянная

$$C_2 = \frac{P_1 - \eta u_0}{\beta EF \operatorname{ch} \beta l_1} \quad (6.70)$$

а перемещение любого сечения x

$$u = \frac{P_1 - \eta u_0}{\beta EF + \eta \operatorname{th} \beta l_1} \quad (6.71)$$

При $x = l_1$ и $u = u_0$, следовательно, из (6.71)

$$u_0 = \frac{P_1 \operatorname{th} \beta l_1}{\beta EF + \eta \operatorname{th} \beta l_1} \quad (6.72)$$

Сопротивление перемещению по нелинейному закону

В ряде случаев сопротивление перемещению конца трубопровода (отпор грунта, упругая податливость опор) характеризуется зависимостями типа

$$P = \eta u_0^{3,5} \quad (6.73)$$

или

$$P = \eta u_0^2 \quad (6.74)$$

В общем виде отпор перемещению

$$P = \eta u_0^7 \quad (6.75)$$

Решение уравнения (6.47), как и в предыдущем случае (при линейной зависимости между N и u_0), определяется при граничных условиях

$$x=0, u=0; x=l_1, \frac{du}{dx} = \frac{P_1 - \eta u_0^n}{EF} \quad (6.76)$$

Перемещение

$$u = \frac{(P_1 - \eta u_0^n) \operatorname{sh} \beta x}{\beta EF \operatorname{ch} \beta l_1} \quad (6.77)$$

Значение u_0 определяют из (6.77), принимая $x = l_1$. Например, для зависимости (6.74) получаем уравнение

$$u_0^2 + u_0 \frac{\beta EF}{\eta \operatorname{th} \beta l_1} - \frac{P_1}{\eta} = 0, \quad (6.78)$$

откуда

$$u_0 = -\frac{\beta EF}{2\eta \operatorname{th} \beta l_1} + \sqrt{\left(\frac{\beta EF}{2\eta \operatorname{th} \beta l_1}\right)^2 + \frac{P_1}{\eta}} \quad (6.79)$$

Все рассмотренные решения справедливы только до значений

$$u_0 \leq \frac{\tau_{np}}{k_u}.$$

Сопротивление перемещению по линейному или нелинейному закону при наличии участков упругой и пластичной связи

Общее усилие при линейном сопротивлении

$$P = \eta u_0.$$

Аналогично изложенному в [1],

$$l_{\pi} = \frac{(P - P_{01 \text{ пр}}) - \eta u_0}{\pi D \tau_{np}}, \quad (6.80)$$

где u_0 — полное перемещение конца трубопровода, равное $u_1 + u_{\pi}$; здесь $u_1 = \tau_{np}/k_u$, а u_{π} — перемещение конца участка l_{π} .

Можно показать, что

$$u_{\pi} = \frac{[(P + P_{01 \text{ пр}}) - \eta (u_1 + u_{\pi})] l_{\pi}}{2EF} \quad (6.81)$$

Вводим обозначения:

$$A = P - \eta u_1; B = 2EF \pi D \tau_{np}. \quad (6.82)$$

Решая уравнение (6.81) относительно u_{π} и учитывая u_0 , получаем

$$u_0 = \frac{\tau_{np}}{k_u} + \left(\frac{A}{\eta} + \frac{B}{2\eta^2}\right) + \frac{1}{2} \sqrt{\left(\frac{2A}{\eta} + \frac{B}{\eta^2}\right)^2 - \frac{4(A^2 - P_{01 \text{ пр}}^2)}{\eta^2}}. \quad (6.83)$$

Если сопротивление перемещению имеет нелинейный характер, то, принимая соответствующую зависимость для конкретных условий в виде $P = f(\eta, u_0)$, определяем перемещение, складывающееся на участке l_{π} , а затем — и полное перемещение u_0 .

Перемещения трубопровода конечной длины

Пусть конец трубопровода в сечении $x = 0$ закреплен в опоре, а к другому концу приложено растягивающее усилие P_0 .

Перемещения любых сечений найдем из уравнения (6.47) при

$$x=0, u=0; x=l, \frac{du}{dx} = \frac{P_0}{EF}$$

Рассмотрим два случая.

1. На участке l не возникает предельных напряжений по контакту труба — грунт ($P_0 = P_{01}$):

$$u_{01}(x) = \frac{P_{01} \operatorname{sh} \beta x}{\beta EF \operatorname{ch} \beta l}; \quad (6.84)$$

$$\tau(x) = -\frac{k_u P_{01} \operatorname{sh} \beta x}{\beta EF \operatorname{ch} \beta l} \quad (6.85)$$

Распределение усилий в любом сечении участка x определяется из условия

$$P_x = P_{01} \frac{\operatorname{ch} \beta x}{\operatorname{ch} \beta l}$$

Предельное продольное усилие, при котором выполняется это условие при заданной длине l ,

$$P_{01 \text{ пр}} = \frac{\tau_{np} \beta EF}{k_u \operatorname{th} \beta l}. \quad (6.86)$$

2. На участке l возникает участок упругой (l_1) и пластичной (l_n) связей. Это будет при $P_0 > P_{01np}$. Учитывая, что $l = l_1 + l_n$, усилие в сечении $x = l_1$

$$P_{01np} = \frac{\tau_{np}\beta EF}{k_u \operatorname{th} \beta (l - l_n)}. \quad (6.87)$$

Кроме того,

$$P_{01np} = P_0 - \pi D \tau_{np} l_n. \quad (6.88)$$

Строя графики зависимости P_{01np} от l_n по (6.87) и (6.88), в точке пересечения их находим действительные значения P_{01np} и l_n . На участке l_n усилия изменяются по линейному закону от $P_x = P_{01np}$ в сечении $x = l_1$ и до $P = P_0$ в сечении $x = l$. Перемещение в сечении $x = l_1$ равно τ_{np}/k_u , а в сечении $x = l$ определяется по (6.49).

Расчет условно-мгновенных перемещений с аппроксимацией действительной кривой $\tau = f(u)$

Кривая зависимости $\tau = f(u)$ для несвязанных и связанных грунтов описывается формулой

$$\tau(x) = -\tau_1 \sin ku^{0.5}, \quad (6.89)$$

где $ku^{0.5} < \pi/2$; k — коэффициент продольного перемещения, устанавливаемый по кривой зависимости $\tau = f(u)$ (рис. 6.10, а) или из условия

$$k \sqrt{u_1} = \frac{\pi}{2}, \quad (6.90)$$

u_1 — перемещение, при котором по контакту труба — грунт возникает предельное касательное напряжение τ ; τ_1 — касательное напряжение, соответствующее значению u_1 .

Таким образом, при песчаных грунтах, у которых сцепление $c = 0$, величина $\tau_1 = \tau_{np}$; если же грунт обладает сцеплением (глинистые грунты), то τ_1 может быть больше τ_{np} (рис. 6.10, б). Дифференциальное уравнение перемещений при принятой зависимости

$$\frac{d^2u}{dx^2} - \beta^2 \sin k \sqrt{u} = 0, \quad (6.91)$$

где

$$\beta^2 = \frac{\pi D \tau_1}{EF}.$$

Уравнение (6.91) можно привести к уравнению первого порядка методом интегрирующего множителя:

$$\frac{du}{dx} = \frac{2\beta}{k} \sqrt{\sin k \sqrt{u} - k \sqrt{u} \cos k \sqrt{u}} + C_1. \quad (6.92)$$

Решая (6.92) относительно x , находим

$$x = \frac{1}{\beta} \sqrt{\frac{12}{k}} u^{0.25}. \quad (6.93)$$

Условие (6.93) позволяет найти длину участка, на которой затухают продольные перемещения упругопластичного характера. Приняв в (6.93) $u = u_{np} = (\pi/2k)^2$, находим

$$l_1 = \frac{\sqrt{6\pi}}{k\beta}. \quad (6.94)$$

Усилие, которое воспринимается на участке l_1 , получаем, подставляя (6.94) в (6.92):

$$P_x = \frac{2\beta EF}{k} \sqrt{\sin \frac{(k\beta x)^2}{12} - \frac{(k\beta x)^2}{12} \cos \frac{(k\beta x)^2}{12}}. \quad (6.95)$$

Подставляя в (6.95) $x = l_1$, находим предельное усилие P_{1np} , при котором еще не возникает участка чисто пластичной связи:

$$P_{1np} = \frac{2\beta EF}{k}. \quad (6.96)$$

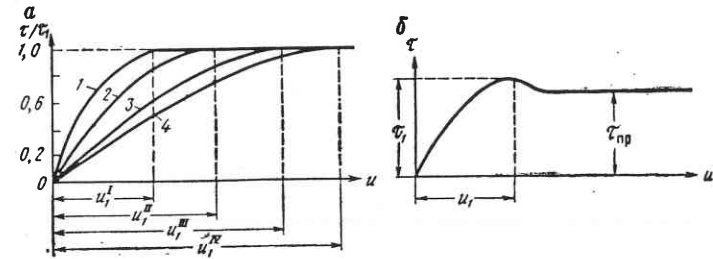


Рис. 6.10. Зависимость $\tau = f(u)$:

а — кривые 1, 2, 3, 4 для определения τ_1 при соответствующих перемещениях $u_1^I, u_1^II, u_1^III, u_1^IV$; 5 — опытная кривая

Если граничное значение силы $P_0 > P_{1np}$, то возникает участок пластичной связи, длина которого

$$l_n = \frac{P_0 - P_{1np}}{\pi D_n \tau_{np}},$$

а соответствующее граничное перемещение

$$u_n = \frac{P_0^2 - P_{1np}^2}{2\pi D_n \tau_{np} EF}. \quad (6.97)$$

Таким образом, полное граничное перемещение участка трубопровода определяется как сумма перемещений, формирующихся на участках l_1 и l_n , т. е. $u = u_1 + u_n$, где

$$u_1 = \left(\frac{\pi}{2k}\right)^2.$$

Учитывая это, получаем для песчаных грунтов ($c = 0$), когда $\tau_1 = \tau_{np}$:

$$u = \frac{\pi^2 - 8}{4k^2} + \frac{1}{2} \left(\frac{P_0}{\beta EF}\right)^2 - \frac{2}{k^2}, \quad (6.98)$$

для связанных грунтов ($c \neq 0$), когда $\tau_1 > \tau_{np}$:

$$u = \frac{\pi^2}{4k^2} + \frac{\tau_1}{\tau_{np}} \left[\frac{1}{2} \left(\frac{P_0}{\beta EF}\right)^2 - \frac{2}{k^2} \right] \quad (6.99)$$

Соответственно полная длина участка трубопровода, на котором полностью затухают продольные деформации от силы P_0 при $\tau_1 \geq \tau_{np}$:

$$l = \frac{\sqrt{6\pi}}{k\beta} + \frac{P_0 - P_{1np}}{\pi D_n \tau_{np}}. \quad (6.100)$$

Раздел четвертый

ТЕХНОЛОГИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ТРУБОПРОВОДОВ В НОРМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ

Под линейными понимают работы, связанные с подготовкой строительной полосы, устройством траншеи, сваркой трубопровода в нитку, его изоляцию, укладку в траншею и засыпку. Поскольку в данном разделе рассматриваются линейные работы в нормальных условиях, то имеет смысл еще раз ознакомиться с понятием «нормальные условия», приведенном в гл. 1.

Глава 7

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ, ПОЛОЖЕННЫЕ В ОСНОВУ ЛИНЕЙНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

Строительство протяженного (линейного) объекта, каким является трубопровод, предполагает при любой схеме или технологии строительства определенную последовательность выполнения отдельных видов работ. Характерно, что эти работы выполняются в движении вдоль трассы (в прямом или обратном направлении по пути движения продукта после ввода трубопровода в эксплуатацию), движение может быть непрерывным или прерывистым («захватками»). Трубопровод считается готовым к выполнению своего основного назначения — транспортированию продукта (газа, нефти и т. п.), когда соединены в единую магистраль все законченные строительством участки. Этим фактом определяется одно из важнейших положений линейного строительства: каждый участок должен быть подготовлен к сдаче в эксплуатацию к сроку завершения строительства трубопровода в целом. В этом случае экономические потери, связанные с бездействием законченного и не введенного в эксплуатацию объекта будут наименьшими. Чтобы строительство трубопровода в целом, а следовательно, и его отдельных участков, не затягивалось на неопределенное время, Госстроем СССР утверждены нормы продолжительности строительства трубопроводов (СН 440—72), приведенные в табл. 7.1. В ней же указана и разбивка капитальных вложений по годам. Данные этой таблицы составлены применительно к нормальным условиям строительства. Сделаем краткий анализ данных табл. 7.1. Из таблицы видно, что продолжительность строительства линейной части трубопровода l до 1000 км и $D \leq 1000$ мм составляет 28 месяцев. До 1973 г. средняя годовая выработка изоляционно-укладочной колонны составляла около 50 км, а бригады потолочной сварки, т. е. бригады, собирающей трубопровод в непрерывную нить, — 20 км. В это же время отдельные бригады сваривали до 140 км труб, а изоляционно-укладочные колонны укладывали до 170 км в год. Если принять среднеотраслевую годовую выработку, то при длине участка $l = 1000$ км для завершения строительства в 25 нормативных месяцев (3 на подготовку) потребуется 10 изоляционно-укладочных колонн и около 20 сварочно-монтажных бригад. Если же взять за основу вы-

работку, равную 170 км по изоляции и укладке и 140 км по потолочной сварке в год, то потребовалось бы 3 изоляционно-укладочных колонны и 4 бригады сварщиков. Этот пример весьма наглядно свидетельствует о том, что применение передовой технологии и организации работ позволяет существенно уменьшить затраты на строительство в заданные сроки или сократить сроки строительства при тех же затратах.

Таблица 7.1

Нормы продолжительности строительства

Характеристика линейной части магистрального трубопровода	Продолжительность строительства, месяцы		Распределение капитальных вложений по годам строительства, %		
	общая	в том числе подготовительный период	1	2	3
$l \leq 100$ км; D_y , мм: до 500 800 1000 1200 1400	7	1	100		
	8	1	100		
	9	1	100		
	10	1,5	100		
	14	2	80	20	
$l \leq 200$ км; D_y , мм: до 500 800 1000 1200 1400	9	1	100		
	10	1	100		
	11	1	100		
	13	2	90	10	
	18	3	60	40	
$l \leq 300$ км; D_y , мм: до 500 800 1000 1200 1400	10	1	100		
	11	1	100		
	12	1	100		
	15	2	80	20	
	20	3	60	40	
$l \leq 500$ км; D_y , мм: до 500 800 1000 1200 1400	15	2	80	20	
	16	2	75	25	
	18	2	65	35	
	20	3	60	40	
	26	4	40	40	20
$l \leq 1000$ км; D_y , мм: до 500 800 1000 1200 1400	22	2	50	50	
	24	3	45	55	
	28	3	30	50	20
	30	4	40	40	20
	36	5	40	40	20

Достижение высокой выработки может быть обеспечено лишь при выполнении следующих основных требований: опережающей подготовке строительной полосы улучшенного качества; опережающем строительстве переходов через дороги, ручьи, балки, овраги; четком согласовании по времени технологической последовательности выполнения отдельных видов работ; разработке

и осуществлении технологической последовательности отдельных операций на каждом виде работы.

Мы не будем в данном разделе останавливаться на анализе экономической эффективности сокращения нормативных сроков строительства магистральных трубопроводов. Отметим, что такой анализ был сделан Министерством строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности, и на основании анализа была поставлена задача достичь в нормальных условиях ежедневной выработки одним строительным подразделением 3 км трассы. Такая производительность была достигнута на строительстве опытного участка газопровода Север Тюменской области (Медвежье) — Центр (диаметр 1220 мм). В разработке научных основ, организационных форм, структуры подразделений, технологии строительства по новому методу принимали участие МИНХ и ГП им. И. М. Губкина, ВНИИСТ, Орггазстрой, трест Мосгазпроводстрой, ГИВЦ НИПИЭСУнефтегазстрой, центр НОТ Нефтегазстройтруд.

В настоящее время скоростной метод получает все большее распространение во всех подразделениях Миннефтегазстроя, занятых на строительстве линейной части трубопроводов.

В данном разделе рассматриваются технологические схемы строительства в целом и отдельных видов работ с учетом новых теоретических разработок и достижений в строительстве трубопроводов.

Глава 8

ПОДГОТОВКА ТРАССЫ И СТРОИТЕЛЬНОЙ ПОЛОСЫ. ТРАНСПОРТНЫЕ РАБОТЫ

§ 31. ПОДГОТОВКА ТРАССЫ И СТРОИТЕЛЬНОЙ ПОЛОСЫ

Строительной полосой называют территорию вдоль трассы трубопровода, на которой можно выполнять все необходимые для строительства работы. При отводе полосы под строительство следует руководствоваться нормами отвода земель для магистральных трубопроводов (СН 452—73), утвержденными Госстроем СССР (табл. 8.1).

Таблица 8.1

Ширина полосы отвода земли для строительства, м		
D_n , мм	На землях несельскохозяйственного назначения или непригодных для сельского хозяйства и землях Государственного лесного фонда	На землях сельскохозяйственного назначения (при снятии и восстановлении плодородного слоя)
До 426 включительно	20	28
Более 426 до 720 включительно	23	33
Более 720 до 1020 включительно	28	39
Более 1020 до 1220 включительно	30	42
Более 1220 до 1420 включительно	32	45

Отвод земель в обязательном порядке согласовывается со всеми заинтересованными организациями. Согласование проводится проектной организацией, а копии согласовательной документации передаются заказчику и генеральной подрядной организации.

Подготовка трассы и строительной полосы включает следующие элементы: приемку трассы от заказчика, обследование ее, сведение леса и корчевку пней, планировку полосы отвода, срезку грунта на подходах к оврагам и балкам, устройство вдольтрассового проезда, включая и переезды через мелкие

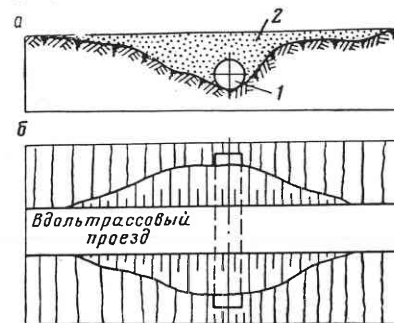


Рис. 8.2. Строительная полоса

Рис. 8.1. Схема переезда через овраг

естественные препятствия. Особое внимание должно быть уделено срезке почвенного слоя со всей полосы отвода при прохождении трассы по землям, находящимся в сельскохозяйственном пользовании. Весь почвенный слой должен быть уложен в отвал вдоль полосы с таким расчетом, чтобы после окончания строительства почву можно было уложить в исходное положение.

Приемка трассы заключается в проверке представителем генподрядчика (организации, осуществляющей строительство) всех закрепительных знаков, установка которых предусмотрена проектом. Обычно такими знаками являются реперы, закрепляющие высотные отметки на границах естественных или искусственных препятствий, поворотные знаки, обозначающие точки поворота трубопровода в плане. Особое внимание должно быть уделено четкому и хорошо видимому обозначению пересечений трассы с существующими подземными сооружениями (трубопроводами, кабелями связи, силовыми кабелями линий электропередач и т. п.).

Обследование трассы проводится непосредственными исполнителями работ. Это делается для внесения полной ясности в план намечаемых работ, установления соответствия условий местности условиям, указанным в проекте, и исправления данных рабочих чертежей в необходимых случаях. При обследовании намечают места переездов, подсыпок и срезок грунта, необходимых для вдольтрассового проезда, места переездов строительной техники через шоссе и железные дороги, реки и ручьи, овраги и т. п.

Сведение (срезка) леса и корчевка пней осуществляется специальной бригадой из 9—12 человек, оснащенных необходимыми механизмами и машинами (бульдозер мощный — 1, бульдозер малой мощности (типа Д—271) — 1, трактор трелевочный типа ТДТ—2, мотопилы типа «Урал-5» — 4).

Срезка почвенного слоя, планировка полосы и устройство вдольтрассового (грунтового) проезда без сооружения переездов осуществляется бригадой из 3—4 человек, оснащенных соответственно тремя или четырьмя мощными бульдозерами.

Устройство переэдов через малые ручьи, овраги и другие препятствия осуществляется следующим образом. На дно ручья, оврага (рис. 8.1, а) укладывается труба I диаметром 800—1000 мм и засыпается грунтом 2. План такого переэда изображен на рис. 8.1, б. Диаметр водопропускной трубы должен обеспечивать пропуск воды ручья с учетом возможного дождевого стока. После выполнения перечисленных работ строительная полоса должна иметь вид, изображенный на рис. 8.2. В строительной полосе сведен лес, убран слой почвы и складирован в отвал, из которого после окончания строительства ее возвращают обратно, и таким образом вся полоса становится пригодной для сельскохозяйственных работ.

§ 32. ТРАНСПОРТНЫЕ РАБОТЫ

К транспортным работам на строительстве линейной части относят разгрузку с железнодорожного транспорта, погрузку на автотранспорт и доставку труб и строительных материалов в необходимые места (непосредственно на трассу, на трубосварочные базы, на временные склады и т. п.).

Разгрузку труб для магистрального трубопровода осуществляют в заранее намеченных генеральной схемой транспортных работ пунктах. Поскольку на каждом таком пункте выполняется большой объем работ по разгрузке, то прокладывают обычно временное ответвление от железной дороги или используют имеющиеся на станции бездействующие тушковые ответвления. Здесь же устраивают специальные площадки, на которых складывают прибывающие трубы и откуда их вывозят на сварочные базы. При этом целесообразно часть труб сразу же грузить на трубопроводы и только оставшуюся часть складировать. Необходимое число трубопроводов можно определить следующим образом. Обозначим длину пути груженого трубопровода (от места погрузки до места выгрузки) S_r , а длину пути порожнего трубопровода (от места выгрузки до места погрузки) S_p . Они могут быть равными, но могут и отличаться, так как порожний трубопровод может двигаться по более короткому, худшего качества пути. Средние скорости груженого и порожнего трубопроводов обозначим соответственно v_{cp} и $v_{cp.0}$; время, затрачиваемое на погрузку, — t_p , время на выгрузку трубы — t_b . Время одного полного рейса (туда и обратно)

$$T_1 = \left(\frac{S_r}{v_{cp}} + \frac{S_p}{v_{cp.0}} + t_p + t_b \right) k_p, \quad (8.1)$$

где k_p — коэффициент, учитывающий возможные простои, $k_p = 1,2-1,3$.

Если в сутки транспортные работы ведут T часов, то число рейсов, которые может сделать один трубопровод:

$$N_1 = \frac{T}{T_1}. \quad (8.2)$$

С другой стороны, общее число необходимых рейсов для перевозки среднего числа поступающих в сутки труб

$$N = \frac{Q_{cp}}{q_1}, \quad (8.3)$$

где Q_{cp} — среднее число труб, поступающих на железнодорожную станцию; q_1 — число труб, перевозимых трубопроводом за один рейс.

Чтобы вывезти все поступающие трубы, необходимо следующее число трубопроводов:

$$n_{cp} = \frac{N}{N_1}. \quad (8.4)$$

Если бы трубы поступали равномерно, то прирельсовых складских площадок не требовалось бы. Вследствие неритмичного поступления труб по железной дороге периодически образуется излишек труб, вывозка которых невозможна n_{cp} числом трубопроводов. Для приема излишка труб необходим временный склад. Его вместимость можно определить, исходя из возможного суточного или недельного превышения поступающих труб по сравнению с Q_{cp} (суточным или недельным), т. е. склад должен обеспечивать приемку и кратковременное хранение труб в объеме $Q_{max} - Q_{cp}$.

Транспортировку отдельных труб и секций из нескольких труб, сваренных на трубосварочной базе, осуществляют на специально оборудованных машинах — трубопроводах или плетевозах. Как те, так и другие конструируются на базе

Таблица 8.2

Тип трубопровода		Базовый автомобиль		Характеристика трубопроводов				
				Число перевозимых:		труб		
				диаметром, мм		трехтрубных секций		
		1020		1220	1420			
		$\delta < 14$ мм	$\delta \geq 14$ мм	$\delta \leq 17$ мм	$\delta \leq 17$ мм	$\delta > 17$ мм		
ПВ-91	Урал-375	$\frac{3}{1}$	$\frac{2}{1}$	$\frac{2}{-}$	$\frac{1}{1}$	—		
ПВ-92	ЗИЛ-131	$\frac{3}{1}$	$\frac{2}{1}$	$\frac{2}{-}$	$\frac{1}{-}$	—		
ПТВ-8	ЗИЛ-157	$\frac{1}{-}$	$\frac{1}{-}$	$\frac{1}{-}$	—	—		
ПТВ-214	КрАЗ-214	$\frac{5}{2}$	$\frac{3}{1}$	$\frac{3}{1}$	$\frac{2}{-}$	—		
ПВ-202	КрАЗ-255Б	$\frac{5}{2}$	$\frac{3}{1}$	$\frac{3}{1}$	$\frac{3}{1}$	$\frac{2}{1}$		
ПВ-301	МАЗ-543	$\frac{-}{3}$	$\frac{-}{2}$	$\frac{-}{2}$	$\frac{-}{1}$	$\frac{-}{1}$		
ПВ-481	МАЗ-537	$\frac{-}{5}$	$\frac{-}{3}$	$\frac{-}{3}$	$\frac{-}{2}$	$\frac{1}{2}$		

Таблица 8.3

Скорость движения груженого плетевоза, км/ч

Тип дороги	Равнина	Всхолмленная местность
Асфальт	40—45	30—40
Автогрейдерная гравийная	30—40	25—30
Автогрейдерная грунтовая сухая	25—30	20—25
Грунтовая увлажненная	До 15	До 10
Сыпучий песок	До 10	До 10
Снег уплотненный	5	5

автомобилей-тягачей. До настоящего времени в качестве базовых тягачей используют автомобили марок «Урал», ЗИЛ, КраЗ, МАЗ (табл. 8.2). С вводом Камского автозавода, несомненно, будут использовать и большегрузные тягачи.

При расчете необходимого числа плетевозов можно воспользоваться формулой (8.4).

Скорость движения груженого плетевоза можно принимать по данным табл. 8.3.

Глава 9

ЗЕМЛЯНЫЕ РАБОТЫ

Земляные работы в нормальных условиях — это в основном работы, связанные с рытьем траншей для укладки трубопровода. При рытье траншей необходимо соблюдать следующие важнейшие условия: профиль траншей, углы поворота и радиусы кривизны ее в плане должны выдерживаться в полном соответствии с проектными. Если фактический профиль не соответствует проектному, то это приводит, как правило, к появлению в трубопроводе дополнительных изгибающих моментов и, соответственно, дополнительных к расчетным напряжений. Невыполнение этого условия приводит к тому, что трубопровод не опускается в траншею при укладке, и его приходится разрезать, а затем после укладки сваривать. Это резко снижает темп работ по укладке.

Основные требования к форме траншей следующие (рис. 9.1). Ширина по дну должна быть не менее $b_T = D_n + 30$ см при $D_n < 720$ мм; не менее $b_T = 1,5 D_n$ при $720 \leq D_n < 1220$; при $D_n \geq 1220$ мм $b_T = D_n + 50$ см. Заложение откосов траншей, определяемое отношением

$$m = \frac{B_T - b_T}{2h_T} \quad (9.1)$$

назначается в зависимости от структурного сцепления грунта. Если критическая высота $z_{кр}$ вертикального откоса больше h_T , то откосы могут быть вертикальными. В противном случае крутизна откосов $m = \operatorname{tg} \varphi$, где φ — угол внутреннего трения грунта. Иногда для удобства проведения работ по укладке трубопровода и при $z_{кр} > h_T$ m принимают больше нуля (например, $m = 0,1; 0,2$).

Дно траншей должно быть ровным, без отдельных бугров. С дна траншей должны быть убраны сухие комки грунта, так как они повреждают изоляцию. Если траншея разрабатывается в грунте, содержащем камни, гравий и другие твердые включения, то ее дно необходимо перед укладкой труб присыпать мягким грунтом. Толщина слоя присыпки должна обеспечивать мягкое ложе для трубы; для этого достаточно принять толщину присыпки, называемой обычно подушкой, на 10 см выше неровностей камней или щебня.

Траншеи в нормальных условиях разрабатываются роторными экскаваторами, обеспечивающими одинаковую форму сечения траншей на всем ее протяжении. Если грунт сильно увлажнен, то вместо роторных применяют одноковшовые экскаваторы с оборудованием «обратная лопата». Глубина копания может достигать 4 м, заложение откосов всегда больше нуля, отвал грунта — вдоль траншей по одной стороне. Производительность одноковшовых экскаваторов ($\text{м}^3/\text{ч}$) определяется по формулам:

техническая

$$P_T = 60qnk_n; \quad (9.2)$$

эксплуатационная

$$P_3 = P_T k_3, \quad (9.3)$$

где q — объем ковша; n — число циклов копания в минуту; $k_n = 0,95$ — коэффициент потерь времени на передвижение экскаватора; k_3 — коэффициент организационных потерь времени.

Разработка траншей может выполняться роторным экскаватором при непрерывном поступательном движении экскаватора с работающим ротором с режущими ковшами.

Техническая производительность роторного экскаватора ($\text{м}^3/\text{ч}$)

$$P_T = 60qn, \quad (9.4)$$

где q — объем ковша; n — число ковше, разгружающихся в 1 мин.

Эксплуатационная, или рабочая, производительность P_3 значительно меньше технической. Это объясняется многими факторами: неравномерным и частичным наполнением ковшей, неодинаковым рыхлением грунта, неполным использованием рабочего времени и т. д. Эксплуатационная производительность определяется по формуле

$$P_3 = P_T k_p k_n k_b,$$

где k_p — коэффициент рыхления, соответственно равный для тяжелой глины, суглинков, супесчаного грунта 0,65, 0,75, 0,9; k_n — коэффициент наполнения, соответственно равный для тяжелой глины, суглинков, супесчаного грунта 0,7; 0,8; 0,9; k_b — коэффициент использования рабочего времени, равный 0,6—0,8.

Производительность многоковшовых экскаваторов больше, чем одноковшовых (если емкость ковша одноковшового экскаватора не больше 3 м^3). Однако разработка траншей одноковшовым экскаватором требует выполнения, как правило, большего объема работ вследствие обрушения откосов траншей даже в случае связных грунтов.

Новый метод разработки траншей, основанный на принципе подкопа грунта под трубой, лежащей на грунте, предложен В. И. Минаевым и А. И. Лисиенко. Подкоп грунта осуществляют специальными экскаваторами, сконструированными на кафедре «Сооружение газонефтепроводов и хранилищ» МИНХ и ГП им. И. М. Губкина. Суть метода, названного «бесподъемным», рассмотрена в гл. 10.

Глава 10

МОНТАЖНЫЕ И ИЗОЛЯЦИОННО-УКЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ

§ 33. МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

Монтажными называют работы, связанные со сборкой и соединением секций труб в непрерывный трубопровод. Рассмотрим технологическую схему монтажных работ, выполняемых при строительстве трубопровода диаметром 1220—1420 мм. Эта схема была впервые разработана и внедрена при строительстве опытного участка газопровода Медвежье — Центр.

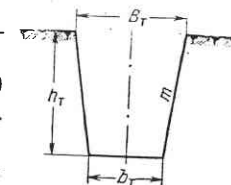


Рис. 9.1. Размеры траншей

На рис. 10.1 изображена схема монтажа секций в нитку. Особенностью данной технологической схемы является то, что соединение секций труб в нитку выполняется движущимся потоком на участке 8—9 секций труб, имеющих длину до 300 м. В составе потока имеется несколько звеньев, которые выполняют в установленной последовательности строго определенные операции. Целью потока, как уже отмечалось, является достижение темпа, равного 3 км сваренного в нитку трубопровода за смену. Теоретическое обоснование возможности такого темпа было сделано на кафедре «Сооружение газонефтепро-

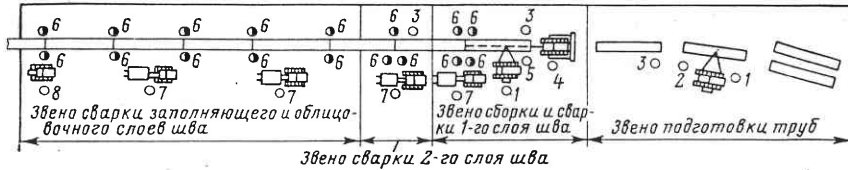


Рис. 10.1. Схема сварочно-монтажных работ по ускоренной технологии:

- 1 — машинист трубоукладчика; 2 — такелажник; 3 — слесарь-трубоукладчик; 4 — машинист бульдозера; 5 — бригадир; 6 — электросварщик; 7 — машинист энергетического агрегата; 8 — машинист сварочной установки

водов и хранилищ» МИНХ и ГП им. И. М. Губкина (П. П. Бородавкин, В. Л. Березин, Б. И. Ким, О. В. Брагилевский). В монтажном потоке имеется операция, определяющая темп потока. Такой операцией является сборка первого стыка (см. рис. 10.1). Исходя из требования — 3 км трубопровода в смену, можно установить, что время сборки этого стыка не должно быть больше, чем

$$t_{ст} = \frac{T l_c}{L} \quad (10.1)$$

где T — продолжительность смены; l_c — длина отдельных секций труб; L — длина участка трубопровода, собираемого в смену. Так при $T = 600$ мин, $l_c = 36$ м и $L = 3000$ м $t_{ст} = 7,2$ мин. Следовательно, все операции, связанные со сборкой и доведением 1-го стыка до состояния, при котором можно начинать работы по стыковке следующей секции, должны быть закончены за 7,2 мин. Требование чрезвычайно жесткое. Возможности его реализации рассмотрим по циклограмме работ за период $t_{ст}$ (рис. 10.2). Время выполнения определяющей операции $t_{ст}$ складывается из времен выполнения ее технологических элементов (в мин):

Установка центриатора и сборка стыка	2
Предварительный подогрев кромок труб и прихватка стыка при сварке электродами с фтористо-кальциевым покрытием	2
Сварка корневого слоя 4-мя сварщиками одновременно электродами с целлюлозным покрытием	3,5
Переход сварщиков и перемещение оборудования к следующему стыку	0,5
Итого	8 мин

Работа ведется одновременно на девяти стыках: 1-й стык — строповка секций и зачистка кромок труб (9) (см. рис. 10.2). Этот элемент выполняется отдельно, время его выполнения t_1 ограничивается пределами ($t_{ст} \div t_{пер}$), где $t_{пер}$ — время, затрачиваемое на переход к новому стыку (на рисунке время

переходов заштриховано). На циклограмме (рис. 10.2) $t_1 = 6$ мин. 2-й стык — центровка (8), подогрев специальными кольцевыми газовыми горелками (7), сварка корневого слоя (6), переход к следующему стыку. Время выполнения элемента $t_2 = 8$ мин. При существующем сварочном оборудовании время выполнения этого элемента уменьшить невозможно, это время является определяющим. 3-й стык — шлифовка (5) и горячий проход (4); 5, 7-й стыки — сварка заполняющих слоев (2) и переход — $t_{5,7} = 8$ мин, 4, 6, 8-й стыки — зачистка

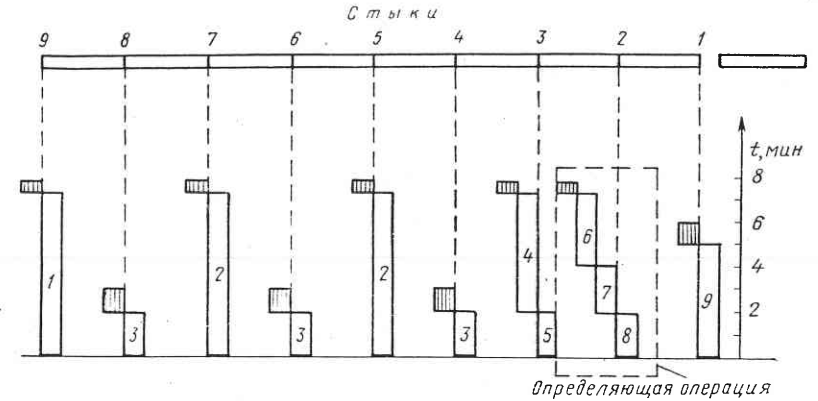


Рис. 10.2. Циклограмма работ

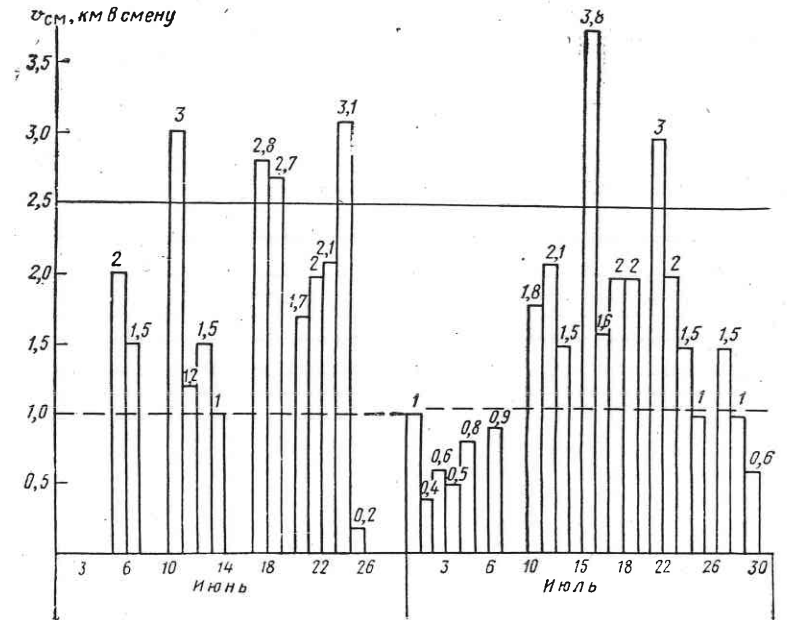


Рис. 10.3. График выполнения работ на опытном участке

шва (з) и переход — $t_{4,6,8} = 3$ мин, 9-й стык — сварка облицовочного слоя (I) — $t_9 = 8$ мин.

Таким образом, бригада, выполняющая работу на 9-ти стыках, должна состоять из 4-х звеньев; звена подготовки секций и кромок (3 человека), звена сборки и сварки первого слоя шва (10 человек), звена сварки второго слоя (5 человек), звена сварки заполняющих слоев и облицовочного слоя (13 человек). Общее число людей — 31 человек, в том числе сварщиков 17 человек.

Сварочно-монтажная бригада оснащена трубоукладчиками грузоподъемностью 90 тс (3 шт.) бульдозером Д—271—2, энергопоездом АЭП—51—4, сварочным агрегатом СДУ2Б—1, центраторами ЦВ—121 (1 шт.). Как видно из приведенной циклограммы, $t_{ст} = 8$ мин. При $T = 600$ мин, $l_c = 36$ м и $t_{ст} = 8$ мин $L = 2700$ м в смену. При реализации описанной технологии сборки и сварки секций в нитку были достигнуты сменные темпы $v_{см}$, приведенные на рис. 10.3. Как видно из рисунка, среднесменный темп в июне и в июле в расчете на 26 рабочих дней был равен 1 км, в некоторые дни темп составлял от 3 до 3,8 км в смену. Если же не принимать во внимание дни, в которые по организационным причинам работа вообще не велась, то в июне $L_{ср} = 1,9$ км. Общая длина сваренного в нитку трубопровода за два месяца составила 54,4 км. И это при условии, что участок был первый, опытный с множеством организационных недоработок.

§ 34. ИЗОЛЯЦИОННО-УКЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Металлический трубопровод, уложенный в грунт, должен быть защищен изолирующим покрытием от коррозии. Только в этом случае он длительное время может выполнять свое основное назначение.

Типы и конструкции изоляционных покрытий

Изоляционные покрытия подземных и наземных трубопроводов делят на два типа: нормальный и усиленный. Покрытия нормального типа применяют во всех случаях, кроме следующих исключений, установленных СНиП II-45—75: все трубопроводы диаметром 1000 мм и более; любые трубопроводы, прокладываемые в районах Средней Азии, Казахстана, европейской части СССР южнее 50-й параллели; на всех засоленных почвах и грунтах; в болотистых грунтах; на подводных переходах, включая и поймы рек; на переходах через железные и автомобильные дороги; на территориях насосных и компрессорных станций; на участках трубопроводов, имеющих температуру транспортируемого продукта более 40°C ; на участках нефтепроводов, нефтепродуктопроводов, трубопроводов сжиженного газа, прокладываемых вдоль рек, каналов, озер, водохранилищ на расстоянии 1000 м и менее от них. В этих случаях назначается изоляция усиленного типа.

Для магистральных трубопроводов в настоящее время применяют в основном покрытия из полимерных и битумных материалов (табл. 10.1).

В качестве защитных оберток покрытий применяют полимерные пленки толщиной не менее 0,5 мм, брйзол, стеклорубероид. Материалы защитного покрытия в соответствии со СНиП II-45—75 следует применять в зависимости от вида грунта, на который укладывают трубопровод (табл. 10.2). Тип покрытия зависит от диаметра труб и температуры перекачиваемого продукта. При условном диаметре D_y от 800 мм и расчетной температуре перекачиваемого

Таблица 10.1

Характеристика и основные конструктивные особенности изоляционных покрытий

Изоляционное покрытие	Условия нанесения изоляционного покрытия	Конструкция изоляционного покрытия	Толщина изоляционного покрытия без защитной обертки, мм, не менее
Нормальное из полимерных лент	В полевых условиях	Грунтовка, полимерная изоляционная лента 1 слой, защитная обертка	0,35
Нормальное битумное	То же	Битумная грунтовка, слой битумно-резиновой мастики 4 мм, стеклохолст 1 слой, защитная обертка	4
Усиленное из полимерных лент	»	Грунтовка, полимерная изоляционная лента 2 слоя, защитная обертка	0,65
Усиленное из полиэтилена	В заводских или базовых условиях	Бесшовное из оплавленного полиэтилена	1 — для труб диаметром до 1000 мм 1,5 — для труб диаметром 1000—1200 мм 2 — для труб диаметром 1200—1400 мм
Усиленное битумное	В базовых условиях	Битумная грунтовка, слой битумно-резиновой мастики 3 мм, стеклохолст 1 слой, защитная обертка	5,5
То же	В полевых условиях	Битумная грунтовка, слой битумно-резиновой мастики 6 мм, стеклохолст 1 слой, защитная обертка	5,5

Примечание. Допускается применение других изоляционных покрытий (например, эпоксидных, каменноугольных, кремнийорганических, из силикатных эмалей), обладающих сплошностью, адгезией, механической прочностью и удовлетворяющих требованиям настоящих норм.

Таблица 10.2

Виды обертки для изоляции трубопроводов

Условия прокладки магистрального трубопровода	Покрытия		
	битумные	полимерные изоляционные ленты	порошковые полимеры и эмали
Пески и супеси	ОП, ОК	ОП, ОК	—
Глины, суглинки, лессовидные грунты	ОП	ОП, ОК	—
Галечники, каменные и щебенчатые грунты, болота	ОП	ОП	—
Скальные грунты	2 слоя ОП	2 слоя ОП	1 слой
Переходы подводные и под автомобильными и железными дорогами	2 слоя ОП с футеровкой	2 слоя ОП с футеровкой	1 слой ОК с футеровкой

Примечания. 1. ОП — обертка полимерная, ОК — обертка на картонной основе (гидроизол, антисептированный рубероид, толь). 2. Для трубопроводов, прокладываемых в скальных грунтах, при соответствующем обосновании допускается предусматривать футеровку. 3. На обводненных участках трассы замена оберток ОП на ОК не допускается.

продукта до 40° С можно применять как покрытия на битумной основе, так и из полимерных материалов. При $D > 800$ мм и температуре более 40° С применение битумных мастик должно быть обосновано проектной организацией. Если температура перекачиваемого продукта превышает 70° С, то уже нельзя применять покрытия из обычных полимерных материалов, так как при такой температуре они быстро разрушаются. В этих случаях можно применять покрытия на основе силикатных эмалей, каменноугольного пека.

Технология изоляционно-укладочных работ

В трубопроводном строительстве применяют две основные схемы изоляционно-укладочных работ: совмещенную и раздельную. При совмещенной схеме нанесение изоляции на поверхность труб и их укладку в траншею осуществляют одновременно, при раздельной — независимо друг от друга.

Совмещенная схема изоляционно-укладочных работ

Изоляционно-укладочные работы проводят после сварки трубопровода в непрерывную нить и отрывки траншеи проектного профиля. На трубопровод надевают очистную (ОМ) и изоляционную (ИМ) машины, поднимают его трубоукладчиками, установленными на определенном расстоянии друг от друга и в определенной последовательности с ОМ и ИМ и опускают в траншею. Трубоукладчики при этом перемещаются в направлении главной оси трубопровода. Работа изоляционно-укладочной колонны изображена на рис. 10.4.

Процесс изоляции и укладки для труб диаметром до 1020 мм особой сложности не представляет. Основными условиями, требующими внимания, являются: сохранение в процессе работы такой формы переходного участка, при которой напряжения в трубах не превышали бы значений, обеспечивающих только упругие деформации материала труб; изоляция в момент касания труб дна траншеи должна иметь механическую прочность, достаточную для восприятия реактивного давления грунта без повреждения ее; число и грузоподъемность кранов, осуществляющих подъем, перемещение и опуск трубопровода, а также их расстановка должны исключать возможность потери общей устойчивости кранов и продольной устойчивости их стрел. Выполнение этих условий требует расчета напряженного состояния переходного участка, расчета устойчивости кранов на опрокидывание, а также обеспечения такой скорости изоляционно-укладочных работ, при которой изоляционная мастика успевает к моменту касания поверхности грунта приобрести необходимую прочность. Если применяют покрытия, не требующие выполнения этого условия, то ограничения по скорости движения снимаются.

Теоретически вопросы расстановки кранов-трубоукладчиков и расчет напряженного состояния переходного участка подробно обоснованы. Однако существенным недостатком всех расчетных схем расстановки изоляционно-укладочных машин является то, что получены они для идеализированных условий (идеально ровное основание, прочный грунт, постоянная нагрузка от веса труб, не изменяющееся расстояние между трубоукладчиками и т. п.) и предусматривают использование трубоукладчиков определенной грузоподъемности. Поэтому в реальных условиях для одного и того же диаметра труб применяют различные схемы расстановки машин (табл. 10.3). Учет реальных условий работы изоляционно-укладочных машин может быть осуществлен вероятностными методами с использованием данных практики и теоретических решений для идеализированных расчетных схем. При укладке трубопроводов диаметром до 1000 мм обычно используют 4—5 кранов, при диаметре труб

1200 мм — 5 кранов, при диаметре 1400 мм — 6 и более кранов-трубоукладчиков. На рис. 10.5, а—ж изображены схемы расстановки кранов-трубоукладчиков T , очистной $ОМ$ и изоляционной $ИМ$ машин при укладке труб диаметром

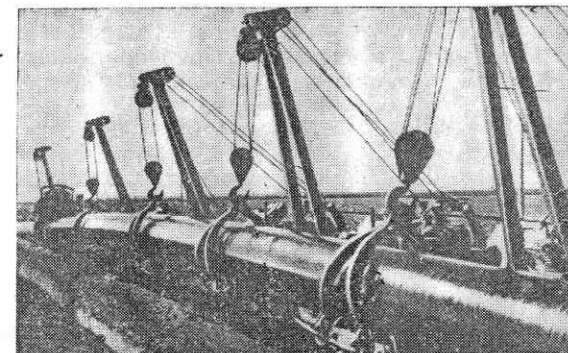


Рис. 10.4. Изоляционно-укладочная колонна в работе

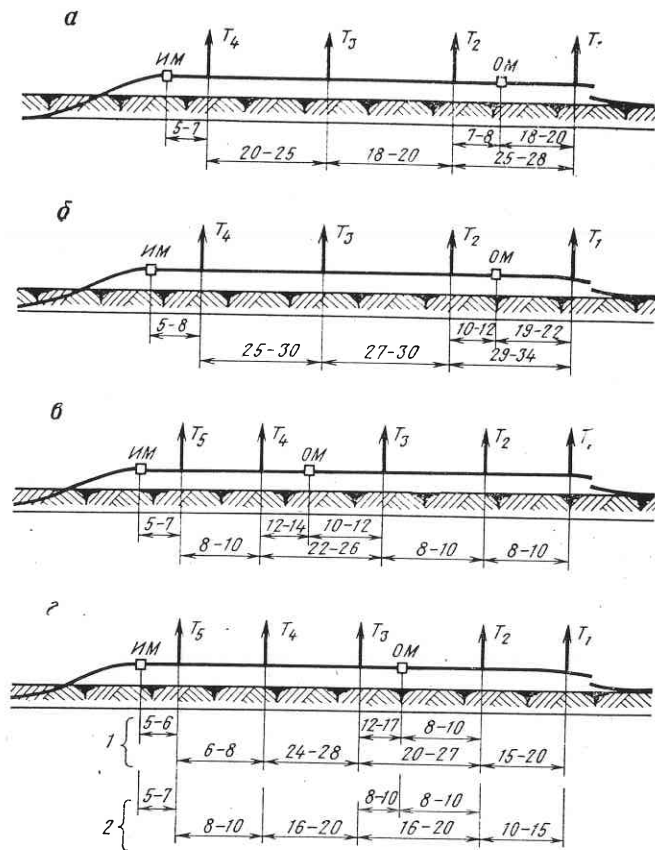
Таблица 10

Расстановка трубоукладчиков при различных схемах укладки

Условный диаметр труб, мм	Где применялась схема	Число трубоукладчиков	Тип трубоукладчика	Примечание
700	Нефтепровод Нижневартовск — Усть-Балык	4	T12—24В T12—24В T15—30В T15—30В	Рис. 10.5, а
1000	Газопровод Киев — Западные районы СССР	4	T15—30В T15—30В T35—60М T35—60М	Рис. 10.5, б
1000	Газопровод Бухара — Урал	5	T35—60 T15—30 T15—30 T35—60	Рис. 10.5, в Ширина траншеи по верху не более 5 м
1000	То же	5	T35—60 T15—30 T15—30 T35—60	Рис. 10.5, г — 2 Ширина траншеи 5—6,5 м
1200	Газопровод Средняя Азия — Центр	5	T35—60 T15—30В T35—60М T35—60М T35—60М	Рис. 10.5, г — 1
1400	Газопровод Ухта — Торжок, нефтепровод Александровское — Анжеро-Судженск	5	T35—60М	Рис. 10.5, д
1400	Газопровод Медвежье — Надым	6	Катерпиллер — Кат—594	Рис. 10.5, е
1400	То же	7	Катерпиллер — Кат—594	Рис. 10.5, ж. Слабые грунты

от 700 до 1400 мм. Укладка труб диаметром 1400 мм требует применения кранов большой грузоподъемности. При наземной схеме прокладки число трубоукладчиков в колонне уменьшается, так как трубопровод при укладке только поднимается для изоляции (рис. 10.5, а).

Измерения, проведенные в реальных условиях, показали, что нагрузка на краны-трубоукладчики достигает 50 тс при вылете крюков до 2,7 м. Режим работы всех трубоукладчиков весьма напряженный, нагрузка на крюки близка к предельной. Поэтому в дальнейшем стали применять 5 трубоукладчиков



Хотя расчетные методы определения напряжений при укладке трубопровода в траншею, как было уже отмечено, характеризуют идеализированное состояние, тем не менее для определения базисного напряженного состояния их можно использовать. Базисным будем называть состояние, с которого следует начинать испытание принятой схемы расстановки трубоукладчиков и других механизмов при переходе на новый диаметр труб, новые механизмы и т. п. В результате испытаний уточняют параметры базисного состояния, делают проверочный расчет, и при получении благоприятных результатов

запускают окончательную схему расстановки машин в работу. Рассматривают обычно две базисные схемы: симметричного и несимметричного подъема. Под симметричным понимают подъем и перемещение трубопровода на одном горизонтальном уровне (рис. 10.6, а), под несимметричным — на разных уровнях (рис. 10.6, б). Исходным дифференциальным уравнением упругой оси трубопровода для обеих схем является известное уравнение

$$EIy''(x) = M(x). \tag{10.2}$$

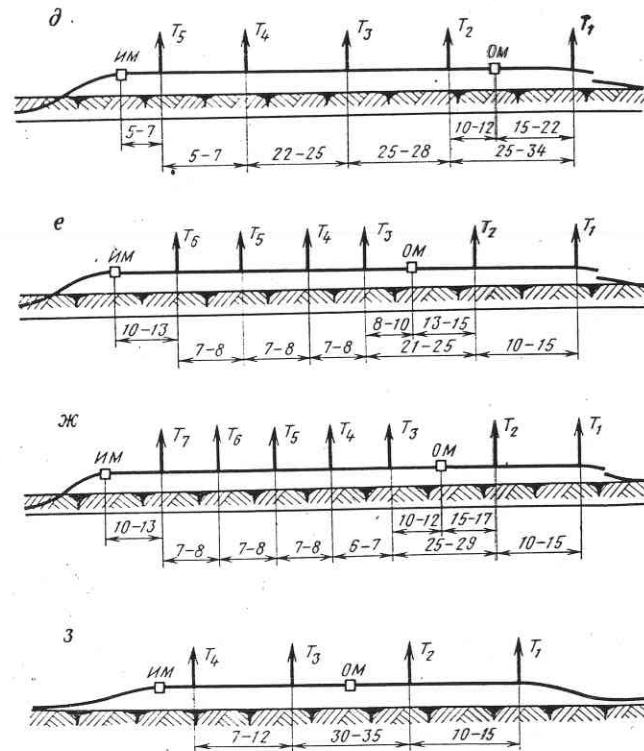


Рис. 10.5. Схемы изоляционно-укладочных работ

Составляя уравнение моментов для произвольного сечения x и подставляя его в (10.2), дважды интегрируем (10.2) и получаем уравнение упругой линии приподнятого участка L :

$$EIy = \int_0^x \int_0^x M(x) dx + C_1x + C_2. \tag{10.3}$$

Произвольные постоянные C_1 и C_2 находим из граничных условий

$$x=0; y=0; x=L \begin{cases} y=0 \text{ (см. рис. 10.6, а)} \\ y=h_{\text{тп}} \text{ (см. рис. 10.6, б)} \end{cases}$$

В уравнении (10.3) в число неизвестных кроме C_1 и C_2 входят R_1 , L , а также усилия, приходящиеся на крюки трубоукладчиков, т. е. K_1 , K_2 и т. д. Таким образом, неизвестных оказывается значительно больше, чем имеется граничных условий, в качестве которых можно использовать $y' = y'' = 0$ при $x = 0$ и $x = L$. Поэтому решение (10.3) можно получить, например, методом последовательных приближений, задавая в качестве исходного какое-либо начальное состояние. Строительство трубопроводов ведется уже давно, многие схемы неоднократно испытаны на практике, следовательно, аналогов,

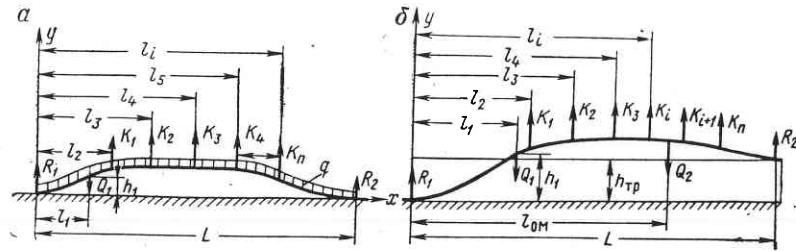


Рис. 10.6. Расчетные схемы укладки трубопроводов

которые можно принять за начальное состояние, вполне достаточно. Реакцию R_1 можно найти, имея в виду, что расстояние h_1 в сечении $x = l_1$, где находится изоляционная машина, определяется по технологическим соображениям, т. е. ее можно считать заданной. Тогда для участка l_1 (10.2) имеет вид:

$$EIy'' = R_1x - \frac{qx^2}{2},$$

где q — вес единицы длины трубы. Имея в виду, что при $x = 0, y = y' = 0$, находим $C_1 = C_2 = 0$; при $x = l_1, y = h_1$

$$R_1 = \frac{6EIh_1}{l_1^3} + \frac{ql_1}{4}. \tag{10.4}$$

Это условие говорит о том, что при заданном h_1 R_1 не зависит от схемы загрузки трубопровода справа от сечения l_1 .

Далее план решения задачи с помощью ЭВМ может быть следующим. Допустим, что необходимо обеспечить равенство изгибающих напряжений в стенке трубы во всех сечениях, где трубопровод поддерживается трубоукладчиками (в сечениях l_2, l_3, l_4 и т. д.), т. е. $\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3$ и т. д. Имея в виду, что $M = \sigma W$ и учитывая выражение для моментов в сечениях 1, 2, 3, . . . , получаем:

$$M_1 = R_1l_2 - Q_1(l_2 - l_1) - \frac{ql_2^2}{2};$$

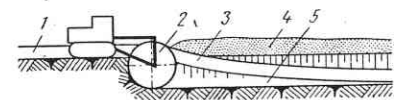
$$M_2 = R_1l_3 - Q_1(l_3 - l_1) - \frac{ql_3^2}{2} + K_1(l_3 - l_2);$$

$$M_3 = R_1l_4 - Q_1(l_4 - l_1) - \frac{ql_4^2}{2} + K_1(l_4 - l_2) + K_2(l_4 - l_3);$$

$$M_n = R_1l_n - Q_1(l_n - l_1) - \frac{ql_n^2}{2} + K_1(l_n - l_2) + \dots + K_n(l_n - l_{n-1}) - Q_2(l_n - l_{0M}). \tag{10.5}$$

Из первых двух формул (10.5) можно найти K_1 , затем из двух последующих — K_2 (при уже определенном K_1) и т. д. Можно поступить и иным

Рис. 10.7. Схема бесподъемной укладки трубопровода:
1 — трубопровод; 2 — роторы (два); 3 — опускающийся участок трубы; 4 — отвал грунта; 5 — траншея



образом, приняв $K_1 = K_2 = K_3 = \dots = K$. Тогда, определив изгибающий момент в сечении l_2 при известном K , можно найти M_2 и т. д. В качестве начального K можно взять величину, равную 0,75 грузоподъемности трубоукладчика.

Интересным является совмещенный метод изоляционно-укладочных работ, предложенный В. И. Минаевым, В. Д. Тараном и А. И. Лисивенко и названный бесподъемным. Суть метода заключается в том, что уложенный по трассе трубопровод на спланированный грунт специальной землеройной машиной и изоляционно-укладочной машиной опускается на дно траншеи. При этом совмещаются три основные операции: рытье траншеи, изоляция и укладка трубопровода. Схема бесподъемного способа изображена на рис. 10.7. Общий вид агрегата, ведущего рытье траншеи, изоляцию и укладку труб, изображен на рис. 10.8.

Схема раздельной изоляции и укладки

Особенностью данной схемы является отделение друг от друга процессов изоляции и укладки. Поэтому метод позволяет изолировать трубы еще до рытья траншей, т. е. создавать задел изолированного трубопровода и использовать при строительстве заранее изолированные, например в заводских условиях или на полевых базах, трубы и секции труб. Эти обстоятельства можно отметить в качестве положительных при оценке метода. Однако наряду с ними имеются и отрицательные факторы. К ним относятся: необходимость изоляции стыков при соединении секций в нитку, неизбежность повреждений изоляционного покрытия при погрузочно-разгрузочных и транспортных работах, а также при укладке трубопровода в траншею. Необходимость ручного ремонта многочисленных повреждений изоляции трубопровода, уже уложенного в траншею, существенно снижает эффект, достигаемый за счет базовой изоляции секций труб. Раздельный метод укладки труб и их изоляции найдет широкое применение только в том случае, если изоляция будет обладать настолько высокой механической прочностью, что при транспортировке и укладке повреждений изоляции не будет. Научно-исследовательская работа в этом направлении ведется. Разработана технология нанесения высокопрочных эмалевых, эпоксидных и алюминиевых покрытий в заводских условиях. Начиная

с 1978—1979 гг. все трубы диаметром 1020—1420 мм будут поставляться на трассу с заводской высокопрочной изоляцией.

Технологическая последовательность операций при раздельном методе следующая:

трубопровод соединяется в нитку из изолированных на базе или заводе секций труб; изолируются стыки между секциями;

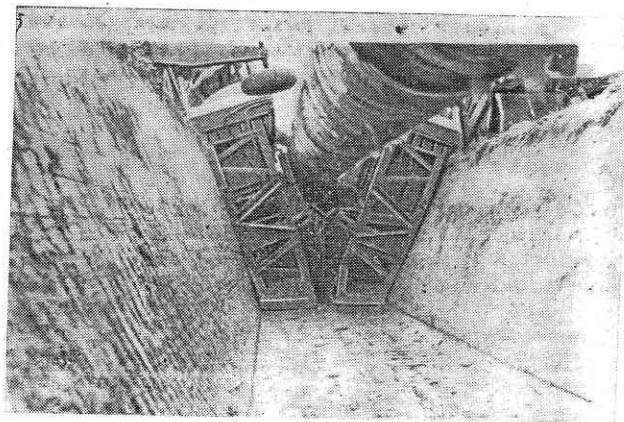
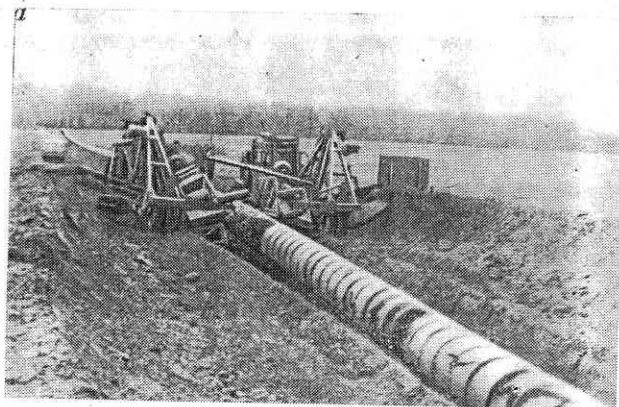


Рис. 10.8. Бесподъемная укладка трубопроводов:
а — общий вид; б — рытье траншеи

роется траншея для укладки трубопровода; она может быть вырыта раньше, чем секции соединены в нитку, если прочность грунта обеспечивает удержание откосов без обвалов;

трубопровод, лежащий на бровке траншеи, перекалывается с помощью мягких захватов, называемых иногда полотенцами, в траншею по схеме, изо-

браженной на рис. 10.9. Трубоукладчик K_1 опускает трубу на дно траншеи, высвобождает мягкий захват и переходит в новое положение впереди трубоукладчика K_3 . Затем трубоукладчик K_2 опускает трубу и переходит в положение впереди K_1 и т. д. Процесс укладки, таким образом, происходит с остановками для перехода последнего трубоукладчика в голову колонны.

Напряженное состояние трубопровода рассчитывается так же, как и при совмещенном способе, но грузов Q_1 и Q_2 (изоляционная и очистная машина) нет. Как в совмещенной, так и в раздельной схемах укладки необходимо

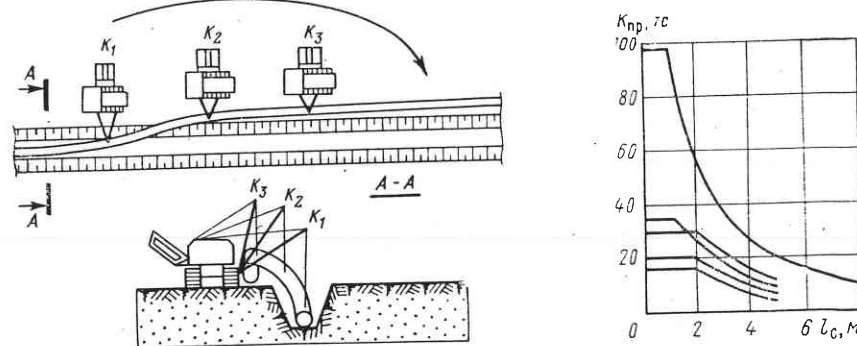


Рис. 10.9. Схема укладки изолированного трубопровода

Рис. 10.10. Зависимость грузоподъемности $K_{пр}$ от вылета стрелы

рассчитывать общую устойчивость колонны на опрокидывание. Определив усилия на крюке каждого трубоукладчика K в соответствии с принятой схемой рис. 10.6, сравнивают их с предельным усилием $K_{пр}$ для используемого трубоукладчика при наибольшем в рабочем состоянии вылете стрелы. Если $K \geq K_{пр}$, то трубоукладчик может опрокинуться. Поэтому необходимо выполнять условие

$$K \leq 0,75K_{пр}$$

Для прикидочных расчетов на рис. 10.10 приведены кривые зависимости грузоподъемности трубоукладчиков от вылета стрелы для трубоукладчиков, имеющих грузоподъемность при вертикальной стреле от 20 до 100 тс.

Оснащение изоляционно-укладочной колонны при скоростном строительстве

Для достижения темпа изоляционно-укладочных работ до 3 км в смену колонна при совмещенной технологии должна иметь 5 трубоукладчиков грузоподъемностью до 90 тс, очистную машину, изоляционную машину, автогудронатор, бульдозер и вагон-домик. Численный состав колонны — 13 человек: 5 машинистов-трубоукладчиков, машинисты очистной и изоляционной машин, их помощника, машинист автогудронатора, бульдозерист, 3 изолировщика. Работа ведется в 2 смены, поэтому общий численный состав колонны — 26 человек. Необходимо отметить, что технические характеристики очистных и изоляционных машин позволяют достичь 3 км за одну смену. Однако много времени теряется на снятие и насаживание машин на трубу при пересечении дорог различных естественных преград и т. п.

Контроль качества изоляционных работ и изоляции

Контроль качества изоляционных работ осуществляется в процессе строительства визуально и с помощью приборов. Визуально определяются разрывы оберточного материала, повреждения изоляционного покрытия при укладке, а также устанавливается наличие подтеков, пузырей и других дефектов. Особенно внимательно необходимо следить за сохранением целостности изоляции при укладке трубопровода с помощью «мягких» полотенец. Обнаруженные повреждения должны быть устранены.

Необходимо следить за тем, чтобы изоляция наносилась на очищенную сухую поверхность труб; важно, чтобы она была незапылена, так как при этом существенно снижается прилипаемость изоляции.

Внешний вид изоляции должен отвечать следующим требованиям: ровная поверхность, отсутствие складок оберточного материала, нахлест соседних витков пленки или бривола должен быть не менее 2 см, концов лент (конец одной — начало другой) — не менее 10 см. Наряду с визуальным применением в обязательном порядке контроль с помощью специальных приборов. Сплошность покрытия контролируют искровыми дефектоскопами. С их помощью можно обнаружить отслоения изоляции, несоответствие толщины ее проектной, пропуски и т. п. Созданный в 1975 г. на кафедре «Сооружение трубопроводов» МИНХ и ГП им. И. М. Губкина прибор позволяет осуществлять непрерывный контроль качества изоляции по всему периметру трубы.

Важное значение имеет хорошая прилипаемость (адгезия) изоляции к поверхности трубы. Адгезия проверяется с помощью прибора-адгезиметра или (при отсутствии прибора) отделением изоляции, вырезанной в форме треугольника, от трубы. По усилию, с которым изоляция отделяется от трубы, судят о качестве прилипаемости. Если прилипаемость проверяется адгезиметром, то сила отрыва должна быть не менее 5 кгс/см². Окончательно качество изоляции проверяется наложением на трубу постоянного тока. Покрытие считается удовлетворительным, если на участке длиной 4 км и более смещение разности потенциалов труба — земля в конце участка не превышает 0,4 В.

Глава 11

СООРУЖЕНИЕ КРИВОЛИНЕЙНЫХ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДОВ

§ 35. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О КРИВОЛИНЕЙНЫХ УЧАСТКАХ

Существуют два основных вида кривых участков: кривые, образованные в результате упругого изгиба, а также кривые, собираемые с помощью заранее изогнутых труб или гнутых вставок заводского изготовления. Одновременное использование двух основных видов кривых позволяет получить комбинированные кривые участки, в пределах которых упругоискривленные трубы чередуются с гнутыми. Такое чередование позволяет более точно вписываться в рельеф местности с меньшими затратами на земляные работы. В общем виде в СНиП II-45—75 требования к кривым участкам сформулированы следующим образом: допустимые радиусы изгиба трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях должны определяться расчетом из условия прочности и устойчивости стенок труб, а также устойчивости положения трубопровода под воздействием внутреннего давления, силы тяжести и продольных сил.

Кривые искусственного гнутья должны изготавливаться только из бесшовных или сварных прямошовных труб; радиус кривизны таких кривых должен обеспечивать пропуск по трубопроводу очистных и разделительных устройств.

В рабочих чертежах углы поворота обозначают, как на рис. 4.1, на котором приведен один из рабочих чертежей участка линейной части трубопровода. На чертеже имеются упругоискривленные участки и углы поворота из гнутых труб. Покажем как расшифровываются обозначения

упругоискривленного участка (на ГК 480): $R = 2500$ — радиус кривизны, м; $Уг 1^{\circ}50'$ — угол поворота; $T = 40$ — тангенс угла, м; $B = 0,3$ — биссектриса угла, м; $Вуг 115,3$ — отметка вершины угла (абсолютная);

гнутого угла (на ГК 477): $R = 70$ м; $Уг 3^{\circ}00'$; $Вуг 116,7$ (эти обозначения, как и в предыдущем случае); ГК 477 + 00 — пикет, на котором устанавливается угол.

Элементы угла поворота изображены на рис. 11.1. Значения тангенса T определяют по формуле

$$T = R \operatorname{tg} \frac{\alpha}{2}; \quad (11.1)$$

биссектрисы

$$B = R \left(\frac{1}{\cos \frac{\alpha}{2}} - 1 \right); \quad (11.2)$$

длины кривой

$$K = R \frac{\pi \alpha}{180}. \quad (11.3)$$

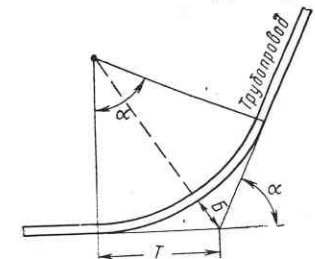


Рис. 11.1. Разбивка кривой поворота трубопровода

§ 36. УПРУГОИСКРИВЛЕННЫЕ УЧАСТКИ

Упругое искривление трубопровода в горизонтальной плоскости создается горизонтальной силой, прикладываемой к искривленному трубопроводу. При этом радиус кривизны должен быть таким, чтобы суммарные напряжения в стенке труб от изгиба, внутреннего давления и температурного перепада не превышали бы заданного предела. Как было показано в гл. 5, напряжения в упругоискривленном трубопроводе при невозможности радиальных перемещений труб в грунте определяют по формуле (5.25). Эта величина должна удовлетворять условию

$$\sigma_{пр} \leq \sigma_{пр}^{(н)} = \psi_3 \frac{C}{k_n} R_2^{(н)}, \quad (11.4)$$

где

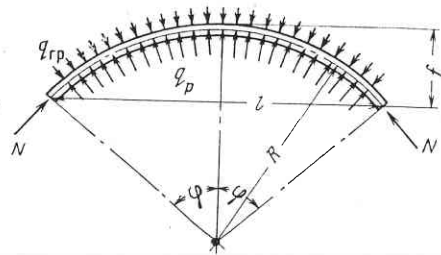
$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}^{(н)}}{C} R_2^{(н)} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^{(н)}}{C} R_2^{(н)}. \quad (11.5)$$

C — коэффициент, принимаемый равным 1 для трубопроводов III и IV категорий, 0,8 для трубопроводов I и II категорий и 0,65 для категории B; k_n —

коэффициент надежности; $\sigma_{кц}^{(н)}$ — кольцевые напряжения в стенке труб от внутреннего рабочего давления; $R_2^{(н)}$ — нормативное сопротивление материала труб, принимаемое равным минимальному пределу текучести σ_T .

Если трубопровод на упругоискривленном участке может перемещаться в грунте, то продольное напряжения $\sigma_{пр}$ можно определять следующим образом.

Пусть трубопровод изогнут по радиусу R с углом поворота в вершине угла 2φ (рис. 11.2). Вводим обозначения



$$\eta = \frac{f}{l}; \quad R = l \frac{1+4\eta^2}{8\eta}; \quad \sin \varphi = \frac{2\eta}{1+2\eta^2}. \quad (11.6)$$

Внутреннее давление вызывает появление в трубопроводе поперечной нагрузки

$$q_p = \frac{\pi D^2 p}{4R}. \quad (11.7)$$

Рис. 11.2. Схема к расчету искривленного трубопровода

Поскольку грунт оказывает сопротивление поперечному перемещению труб с интенсивностью $q_{гр}$, то распределенная нагрузка, обуславливающая дополнительные продольные напряжения,

$$q = q_p - q_{гр}. \quad (11.8)$$

С учетом податливости грунта

$$\sigma_{пр} = \frac{0,15pD_{вн}}{\delta} + \frac{ED_n}{2R} \pm (1-\beta)\alpha_t \Delta t E + \beta \frac{pD_{вн}}{4\delta}, \quad (11.9)$$

где β — коэффициент, учитывающий уменьшение напряжений за счет изменения длины искривленного участка при его поперечном перемещении и определяемый по формуле, предложенной С. В. Виноградовым:

$$\beta = \frac{1+5m^2}{1+\frac{15}{16}m^2}; \quad m = \frac{D_n}{2l}. \quad (11.10)$$

При $f = 0$ формула (11.9) обращается в обычную формулу для продольных напряжений прямолинейного трубопровода. Приведем некоторые значения β :

$\frac{2f}{D_{вн}}$	8	4	2	1	0,75	0,5	0,25	0,0
β	0,98	0,94	0,81	0,52	0,37	0,21	0,06	0

Если $q = q_{гр}$, то продольные напряжения определяются по формуле (5.25), так как практически поперечное перемещение трубы в грунте будет отсутствовать. Формулы (5.25) и (11.9) могут быть использованы для определения допустимого радиуса кривизны упругоискривленного участка. Принимая $\sigma_{пр}$ по (11.4) и приравнявая его $\sigma_{пр}$ по (11.9), получаем

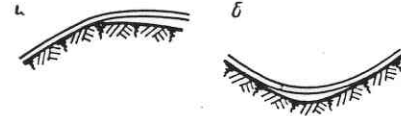
$$R_{min} \geq \frac{ED_n}{2 \left[\sigma_{пр}^{(н)} - \frac{0,15pD_{вн}}{\delta} \mp (1-\beta)\alpha_t \Delta t E - \beta \frac{pD_{вн}}{4\delta} \right]}. \quad (11.11)$$

Из (11.11) видно, что при $p = 0$ и $\Delta t = 0$ формула для радиуса кривизны приобретает обычный вид

$$R_{min} \geq \frac{ED_n}{2\sigma_{пр}^{(н)}}. \quad (11.12)$$

Определим для примера R_{min} , приняв $D_n = 122$ см; $\delta = 1,4$ см; $D_{вн} = 119,2$ см; $p = 75$ кгс/см²; $\Delta t = +50^\circ$ C; $\alpha_t = 1,2 \cdot 10^{-5}$ 1/°C; $E = 2,1 \times$

Рис. 11.3. Примеры несоответствия радиуса траншеи и изгиба трубы



$\times 10^6$ кгс/см²; $\beta = 0$; $\sigma_{пр}^{(н)} = 3000$ кгс/см². По (11.11) находим минимально допустимый радиус кривизны в эксплуатационный период:

$$R = 380 \text{ м.}$$

Однако допустимый R_{min} в период монтажа может быть большим. По (11.12) $R_{min} = 427$ м. Следовательно, R_{min} нужно принять по условиям монтажа равным 427 м. Однако это минимально допустимый радиус без какого-либо запаса.

Нормами СНиП III-Д.10-72 приняты минимальные радиусы упругого изгиба (допускается уменьшение радиуса упругого изгиба):

D_n , см	142	122	102	82	72	63	53	42,6	30-40	20-30
R_{min} , м	1300	1100	900	750	650	550	500	400	300	200

При назначении R_{min} не учитывается даже толщина стенки труб. Так, в приведенном примере R_{min} меньше рекомендуемого в 2,57 раза, т. е. коэффициент запаса составляет 2,57. Чрезмерное увеличение R_{min} приводит (если не использовать кривые холодного гнутья) к увеличению объема земляных работ и соответственно к серьезному изменению рельефа местности. При проведении работ по сооружению кривых упругого изгиба соответствие радиуса кривизны проектному достигается правильной разбивкой планового положения траншеи. Это положение иногда не соблюдается, и трубы не вписываются в траншею. В результате происходит поломки труб при попытке «дожать» трубопровод с помощью трубоукладчика. «Дожимание» не может допускаться, так как обуславливает появление в трубе чрезмерных изгибающих напряжений, в результате чего образуются гофры (волнообразные складки на трубе). В свою очередь гофры становятся местом, где происходит аварии, связанные с разрывом труб в процессе эксплуатации. В любом случае при укладке трубопровода на упругоискривленном участке следует следить за тем, чтобы на поверхности труб не было гофрообразования.

При укладке трубопровода с упругим искривлением в вертикальной плоскости расчет радиуса кривизны можно выполнять по приведенным рекомендациям. Строительство должно осуществляться с учетом следующих замечаний.

Как показывает опыт, изломы труб происходят наиболее часто при нарушении технологии укладки, связанном с уменьшением радиусов упругого изгиба. На рис. 11.3, а изображено уменьшение R_{min} за счет прижатия кривого участка трубопровода по профилю. Это может привести к образованию гофр или излому кривого участка при укладке и в процессе эксплуатации.

На рис. 11.3, б изображена неправильная укладка на вогнутом участке, когда радиус кривизны профиля траншеи меньше, чем определяемый из (11.12); при этом на некотором участке трубопровод не прилегает к дну траншеи. После засыпки происходит постепенное оседание трубопровода за счет смещения труб на продольном уклоне, что может привести к излому труб в середине кривой.

§ 37. КРИВОЛИНЕЙНЫЕ УЧАСТКИ ИЗ ГНУТЫХ ТРУБ

Кривые участки собираются из труб, гнутых на специальных трубогибочных машинах, или, как их называют, «станках». Основные требования, предъявляемые к гнутым на этих машинах трубам, следующие.

Сварной продольный шов (при сварных прямошовных трубах) должен при гнутье располагаться в нейтральной зоне изгибаемой трубы. На поверхности труб не должно быть гофр; могут допускаться плавные гофры высотой не более 10 мм. Трубы не должны терять круговой формы, а овальность (разность между наибольшим и наименьшим диаметрами) допускается в следующих пределах:

Диаметр, см	142	122	102	82	72	63	53	42,6	30—40	20—30
Допустимая овальность, мм	16	13	11	9	8	7	6	5	4	3

Радиус холодного гнутья не должен быть меньше указанных в табл. 11.1.

Радиусы кривых холодного гнутья

Таблица 11.1

D _н , см	Толщина стенки, мм		Наименьший радиус кривизны, м	
	δ _{min}	δ _{max}	при δ _{min}	при δ _{max}
142	12	20	70	40
122	10	18	60	30
102	9	16	50	25
82	8	12	35	25
72	7	12	30	20
53	6	9	15	10
42,6	6	9	10	8
30—40	4	8	8	5
20—30	4	7	5	3

При гнутье на существующих в настоящее время машинах особенно сложно выполнение требования об отсутствии гофр. Это требование можно выполнить, создав машины, равномерно обжимающие в процессе гнутья трубу с внутренним давлением.

Применение гнутых труб позволяет прокладывать трубопровод в очень сложных рельефных условиях, даже в горах (рис. 11.4). Трубопровод представляет чередование кривых с прямыми участками незначительной длины. Для упрощения как проектирования, так и строительства углы поворота из кривых труб унифицированы.

Проведение работ по сборке трубопровода с гнутыми трубами может выполняться по двум схемам: опережающая основной линейный поток сборки

и сборка последовательным наращиванием. Первая схема применяется при скоростном строительстве в нормальных условиях, когда число гнутых вставок сравнительно невелико. Эту работу выполняют звено по гнутью труб (2 человека), оснащенное трубогибочным станком и трубоукладчиком, и бригада по опережающему монтажу малых переходов и горизонтальных углов поворота. Бригада состоит из 8-ми человек, включая 2-х сварщиков. Оснащение бригады: трубоукладчики — 2, сварочная установка — 1. Технология опережающего линейный поток сооружения углов поворота следующая. Угол поворота 3

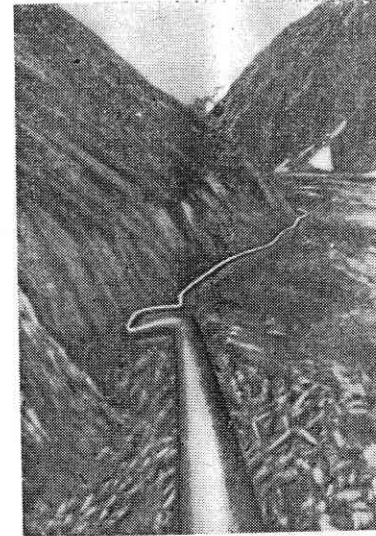


Рис. 11.4. Трубопровод на бровке траншеи

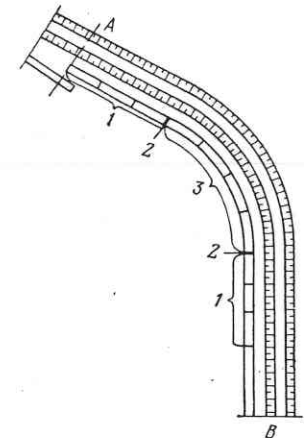
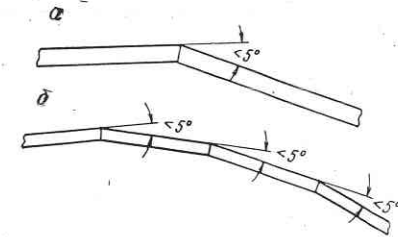


Рис. 11.5. Монтаж угла поворота из гнутых труб

собирают из одиночных гнутых труб (рис. 11.5), к концам 2 кривого участка присоединяют прямые трехтрубные секции 1. Копируя весь участок АВ, отрывают траншею рядом с собранным углом поворота. Эта операция проводится

Рис. 11.6. Монтаж угла поворота с помощью косых стыков



при подходе к углу поворота землеройщиков. В сечении А оставляется технологический разрыв; в сечении В такого разрыва не требуется, поэтому монтажная бригада линейного потока, пройдя готовый угол, наращивает трубопровод от сечения В. Изоляционно-укладочная колонна пересаживает очистную и

изоляционную машины на технологическом разрыве и продолжает работу. Поскольку траншея отрыта точно по кривой, то укладка кривого участка трубопровода происходит без осложнений.

При второй схеме, т. е. при непрерывном наращивании, темп работы намного медленнее. Однако этот метод при большом числе кривых оказывается наиболее рациональным. Если бы работа велась по первой схеме, то потребовалось бы оставлять слишком много технологических разрывов, ликвидация которых требует довольно много времени.

Малые углы поворота на участках III и IV категории СНиП III-Д.10—72 разрешает выполнять с помощью так называемого косого стыка. Угол поворота при этом должен быть не более 5°. В некоторых случаях весь угол поворота выполняется с устройством косых стыков. На рис. 11.6, а изображен угол поворота с одиночным стыком, а на рис. 11.6, б — угол поворота с тремя стыками.

В настоящее время в Советском Союзе магистральные трубопроводы в горах сооружаются в трех основных районах: при пересечении Уральского хребта, в горах Северного Кавказа и Закавказья, а также в Карпатах.

Строительство трубопроводов в горах — весьма сложная в инженерно-техническом и организационном отношении задача.

Сильная пересеченность рельефа местности обуславливает необходимость выполнения работ на крутых подъемах и спусках, косогорных участках. Часто встречаются уклоны такой крутизны, что работа машин на них оказывается невозможной. Требуются такие методы работ, при которых исключалась их необходимость применения на уклонах машин (тракторов, трубоукладчиков, экскаваторов и т. п.).

Как правило, крутые откосы сложены скальными грунтами, часто сильно трещиноватыми и насыщенными водой. Поэтому к сложностям рельефа добавляются сложности, обусловленные необходимостью устройства полок для прохода строительных колонн и траншей для трубопровода с помощью буровзрывных работ. Возможность внезапного образования оползней огромных масс грунта или возникновения селевых потоков вызывает опасность ведения строительно-монтажных работ.

Оползни часто образуются в результате нарушения естественного равновесного состояния склонов при устройстве полок. Селевые потоки возникают в результате выпадения дождей иногда даже не в районе ведения работ, а ближе к вершинам гор. Поток грязи, камней и воды с довольно большой скоростью движется по руслам пересохших ручьев, речек и сметает все на своем пути, образуя так называемые конусы выноса.

Горные дороги, как правило, имеют большое число крутых подъемов и поворотов. Это создает значительные трудности в транспортировке длинномерных грузов (секций труб). В некоторых случаях доставка даже двухтрубных секций оказывается сложной и строительство трубопроводов приходится вести из одиночных труб.

Затруднения возникают и при организации строительных участков. Если в обычных условиях можно расставить участки по длине всего трубопровода, то в горах это часто вызывает большие трудности. Отсутствие дорог, сложность рельефа и грунтовых условий во многих случаях диктуют свои требования. Работы можно вести только одной колонной, устраивая сначала полки, дорогу, траншею. Только вслед за землеройной колонной может идти изоляционно-укладочная.

На очень сложных участках работы ведет обычно комплексная колонна, выполняющая сразу все операции, вплоть до засыпки уложенного трубопровода.

§ 39. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

Обследование трассы

Подготовительный период строительства в горных районах имеет особое значение, а сами подготовительные работы в значительной мере отличаются от выполняемых в нормальных условиях. Например, поточная технология изоляционно-укладочных работ в равнинных условиях (исключая переходы через реки и болота) применима для любых участков по длине трубопровода. При строительстве в горах даже детальное ознакомление с проектом не может дать исчерпывающего ответа на вопрос, какая технология строительства будет рациональна на том или ином участке трубопровода, какими механизмами лучше всего выполнять работы. Это можно определить только после внимательного осмотра трассы в натуре. Именно с этого и начинается подготовительный этап работ.

До начала работ подробно изучают особенности трассы в пределах каждого участка. В процессе визуального обследования выясняют:

а) возможные варианты транспортировки труб и строительных материалов по трассе. Это исключительно важный вопрос, удачное решение которого для горных условий в значительной мере определяет успех выполнения основных работ;

б) состояние трассы к моменту начала работ. В горах одинаково важны все факторы, которые могут повлиять на ход работ. Тщательным образом обследуют участки, подверженные оползням или пересекаемые селевыми потоками.

Внимательно изучают на месте все ручьи (даже пересохшие), овраги, канавы вдоль трассы и пересекающие ее. Они, как показывает опыт, в период ливневых дождей становятся путями мощных потоков стекающей с гор воды. Увеличение расхода воды в ручьях происходит почти мгновенно, и поэтому меры предосторожности следует принимать, как только возникает подозрение на то, что в зоне формирования ручьев выпадают осадки;

в) возможность передвижения по крутым подъемам и спускам, косогорам тракторов, трубоукладчиков, характеристики лесокустарникового покрытия трассы, толщины деревьев.

Результаты обследования трассы записывают в специальный журнал и по возможности фиксируют на рабочих чертежах. Только после детального знакомства с местностью принимают конкретные решения по организации работ, намечают и разрабатывают наиболее рациональные технологические схемы их выполнения.

Расчистка трассы от лесорастительности и валунов

Обычно трасса трубопроводов в горных районах на большом протяжении покрыта лесом. Для обеспечения нормальных условий строительства и эксплуатации трубопровода вырубают полосу леса шириной 10—20 м. Для решения этой задачи оказывается недостаточным только спилить или срубить деревья, необходима также и корчевка пней. Даже если срезка деревьев выполнена заподлицо с грунтом, это не гарантирует нормальную работу гусеничных машин. Грунт между пнями разбивается, и выступающие пни становятся причиной быстрого износа ходовой части машин. Кроме того, если траншея разрабатывается без предварительного корчевания пней, производительность экскаватора при диаметре пней до 15 см существенно снижается, а при больших диаметрах работа экскаватора практически невозможна.

Расчистка трассы осуществляется специальными лесорубочными бригадами из 5—6 человек. Бригаду оснащают бульдозером и трелевочным трактором. Для валки леса и опиловки веток и сучьев с деревьев используют моторные пилы.

После валки леса хлысты — стволы деревьев, очищенные от веток и сучьев, трелевочным или обычным трактором собирают в пачки и транспортируют на временный склад. Число хлыстов в одной пачке зависит от рельефа местности. При поперечных уклонах до 10° в одну пачку собирают до 10 м^3 древесины.

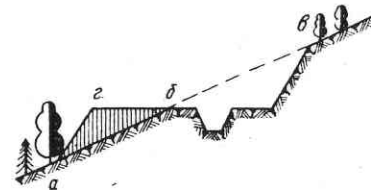


Рис. 12.1. Схема поперечного профиля трассы

При больших уклонах объем леса в пачке уменьшают. На уклонах более 20° трелевка леса должна осуществляться с помощью лебедок, установленных на вершине или у подошвы косогора. На склонах крутизмой более 30° деревья сваливают поперек склона, чтобы пни деревьев, срубленных ниже, препятствовали скатыванию их вниз. Лес рубят снизу вверх, что облегчает трелевку.

Тонкомерный лес диаметром до 20 см сваливают бульдозером. При этом деревья валят с таким расчетом, чтобы одновременно можно было выкорчевать корни. Бульдозер, упиравшись о дерево ножом, поднятым на максимальную высоту, сваливает дерево, а затем опустив нож на землю, вырывает корни. Если деревья срезают пилой, а пни выкорчевывают бульдозером, то срез необходимо производить на высоте 50—60 см от поверхности земли. При корчевке взрывом это условие обязательно. Корчевка бульдозером или корчевателем возможна только на косогорах с поперечными уклонами до 8° и продольными до 30° . При больших уклонах корчевка производится взрывным способом. Заряд взрывчатых веществ (ВВ) располагают в шпуре под центром пня на глубине 1,5—2 диаметра пня. Расход ВВ на подрыв одного пня определяют из расчета 100—200 г взрывчатых веществ нормальной мощности на 10 см диаметра пня.

Валуны убирают с трассы бульдозерами. Крупные валуны, которые не могут быть убраны бульдозером, дробят взрывами (лежащие на поверхности — накладными зарядами, а заглубленные — шпуровыми зарядами). При устройстве на косогорах так называемых полок (рис. 12.1) корчевка пней, дробление валунов и устройство полки совмещаются и производятся одновременно.

При расчистке трассы от деревьев и кустарников, а затем от пней необходимо учитывать поперечный профиль полосы отвода. Например, при поперечном профиле трассы, показанном на рис. 12.1, пни выкорчевывают только на участке *бв*, а на участке *аб* для повышения устойчивости полунасыпи (полки) *агб*, а также для ускорения производства работ лес спиливают, а пни оставляют.

Устройство подъездов

Трассы трубопроводов в горах прокладывают с таким расчетом, чтобы они проходили как можно ближе к существующим дорогам.

Для подъезда к любой точке трассы (даже самой близкой к дороге) необходимо устраивать постоянный проезд вдоль трассы, а также подъезды к

трассовой дороге с существующих магистральных дорог. Постоянный проезд устраивают при выполнении основного объема земляных и скальных работ. Что касается подъездов для прохода на трассу механизмов, выполняющих основные и подготовительные работы (например, расчистку трассы), то их устраивают до начала работ на трассе (исключая обследование). При определении мест подъездов и их числа учитывают:

- 1) продольный уклон подъездных дорог; он не должен превышать 15° ;
- 2) повороты и закругления подъезда в плане; они должны иметь радиус не меньше 20 м. При меньших радиусах затрудняется транспорт секций труб на трассу;
- 3) ширину проезжей части; она должна быть не менее 3—4 м;
- 4) объем земляных и скальных работ по строительству подъездов (при соблюдении предыдущих условий); он должен быть наименьшим. Поэтому, если есть возможность выбора, рассматриваются различные варианты подъездов и принимается наилучший;
- 5) возможность доставки материалов на трассу в любую ее точку. Это означает, что число подъездов и расстояния между ними назначаются с таким расчетом, чтобы можно было доставить материалы в любую точку участка трассы между двумя соседними подъездами.

Подъезды устраивают с помощью бульдозеров или экскаваторов так же, как и полки на косогорах. Особенность устройства подъездов заключается в том, что разрабатываемый грунт из-за близости дороги общего пользования не может сбрасываться под уклон. Поэтому применение бульдозера иногда становится невозможным и разработку грунта ведут экскаватором, оборудованным прямой лопатой, а породу перевозят на автотранспорте. При выполнении буровзрывных работ движение по дороге в опасной зоне перекрывают. Если по требованиям эксплуатации дороги это не допускается, то для рыхления скального грунта используют только механические рыхлители.

§ 40. ЗЕМЛЯНЫЕ И СКАЛЬНЫЕ РАБОТЫ

Разработка траншей на продольных уклонах без буровзрывных работ

Для устройства траншей на продольных уклонах используют одноковшовые и роторные экскаваторы и бульдозеры.

Разработка траншей без анкеровки экскаваторов

Опыт строительства трубопроводов в горных условиях показывает, что продольные уклоны, на которых можно работать без анкеровки экскаваторов, в зависимости от вида и состояния грунта могут быть различными. Известно, что на сухих плотных суглинках и глинах экскаватор может работать при продольном уклоне $15-20^\circ$ без анкеровки, но на том же грунте, увлажненном дождями, гусеницы проскальзывают и при уклоне 8° . Предельная величина продольного уклона для работы экскаватора без анкеровки должна назначаться с учетом вида грунта и его состояния в момент разработки.

Предельное состояние, при котором начинается самопроизвольный сдвиг экскаватора (рис. 12.2), определяется выражением

$$H = Qf \cos \alpha, \quad (12.1)$$

где f — коэффициент трения скольжения металла о грунт.

Учитывая, что $H = Q \sin \alpha$, предельный продольный уклон будет

$$\alpha_{пр} = \arctg f. \quad (12.2)$$

В табл. 12.1 приведены значения коэффициентов трения стали о различные грунты, предельные углы $\alpha_{пр}$ и $\alpha'_{пр}$, определенные с коэффициентом запаса устойчивости 1,5.

Траншеи на уклонах, меньших $\alpha_{пр}$, в мягких грунтах разрабатывают одноковшовыми и роторными экскаваторами, которые обычно работают сверху вниз. Особенно эффективно применение роторного экскаватора (рис. 12.3).

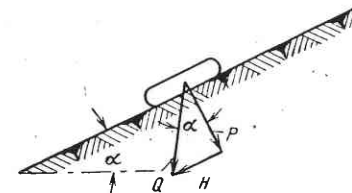


Рис. 12.2. Схема к расчету устойчивости экскаватора

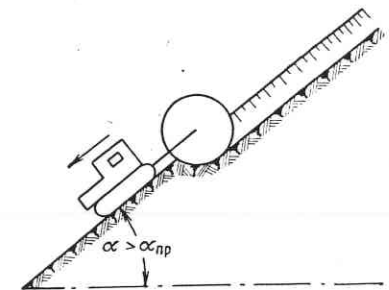


Рис. 12.3. Схема разработки траншеи на продольном уклоне

Таблица 12.1
Значения коэффициентов трения и приведенных углов

Вид грунта	Коэффициент трения	$\alpha_{пр}$	$\alpha'_{пр}$
		градусы	
Суглинок, глины увлажненные	0,3	16,5	11
Суглинки и глины сухие	0,38	21	14
Песчаные и гравийные грунты	0,36—0,4	20—22	13—15
Скальный плотный грунт	0,45	24	16
Скальный взорванный грунт	0,5	26,5	18

При рытье траншеи ротор экскаватора одновременно используется как якорь, и поэтому экскаватор может работать на уклонах, равных $\alpha_{пр}$ и даже больших (до 25°).

При рытье траншей одноковшовыми экскаваторами без анкеровки наибольшие продольные уклоны для обеспечения безопасности работ не должны превышать $\alpha_{пр}$.

Разработка траншей с анкерованием экскаваторов

Закрепление экскаваторов с помощью тракторов или бульдозеров применяется на продольных уклонах больше предельных. Опыт показал, что лучшие результаты достигаются при работе экскаваторов сверху вниз. Этот способ и более безопасен, так как ковш периодически выполняет функцию якоря.

При работе же снизу вверх задняя часть экскаватора приподнимается, торможение ухудшается. Грунт, высыпавшийся из ковша, скатывается вниз, и его удаляют вручную. В качестве подвижных якорей используют трактор или бульдозер. Применение в качестве якоря бульдозера дает возможность использовать его для планировки грунта по ходу экскаватора. Во время остановок экскаватор закрепляют ковшом в траншее, а бульдозер освобождают для выполнения необходимых работ. На уклонах до 30° достаточно одного бульдозера, а при уклонах до 36° требуются бульдозер и трактор. Лучший вариант — крепление каждого троса к отдельному якорю. Тросы (диаметр 26—28 мм) прикрепляют к тумбе экскаватора или к балкам его ходовой части. При перемещении трактора экскаватор закрывают ковшом в грунт, и продолжают работу только после постановки трактора на тормоз. Бульдозер при использовании его в качестве подвижного якоря устанавливают отвалом в сторону уклона для увеличения удерживающего усилия.

На продольных уклонах более 36° работа экскаваторов существующих систем (одноковшовых и роторных) даже при надежном закреплении их недопустима. Для оценки устойчивости работающих механизмов (экскаваторов, тракторов) необходим проверочный расчет.

При уклоне $\alpha < \alpha_{пр}$ грузы, находящиеся в неподвижном состоянии, удерживаются от сползания силами трения. Запас устойчивости определяется коэффициентом устойчивости:

для несвязных (песчаных) грунтов

$$k_y = \text{ctg } \alpha \text{ tg } \varphi, \quad (12.3)$$

где φ — угол внутреннего трения грунта уклона;

для связных грунтов при наличии зацепления между грузом и грунтом

$$k_y = \text{ctg } \alpha \text{ tg } \varphi + \frac{cF}{Q \sin \alpha}, \quad (12.4)$$

где c — сцепление грунта с грузом; F — площадь контакта грунта с грузом; Q — вес груза.

При $c = 0$ формула (12.4) обращается в (12.3).

При $k_y > 1$ положение груза на уклоне устойчиво, при $k_y < 1$ — неустойчиво и груз следует закреплять. Необходимое усилие для удержания груза:

для несвязных грунтов

$$H_1 = k_y Q (\sin \alpha - \cos \alpha \text{ tg } \varphi); \quad (12.5)$$

для связных грунтов

$$H_1 = k_y [Q (\sin \alpha - \cos \alpha \text{ tg } \varphi) - cF], \quad (12.6)$$

где k_y — коэффициент запаса устойчивости, принимаемый не менее 1,5.

Определив H_1 , можно рассчитать необходимое анкерное усилие, а также диаметр троса.

Пример. Определим якорную способность трактора, удерживающего работающий экскаватор на продольном уклоне $\alpha = 30^\circ$. Грунт — суглинок с характеристиками $\varphi = 25^\circ$, $c = 0,4$ тс/м², вес трактора $Q_T = 11,4$ тс, вес экскаватора $Q_{эк} = 21$ тс. Поскольку гусеницы экскаватора не имеют гребней, зацепление его с грунтом не учитываем, а у трактора учитываем. По формуле (12.6) $H_1 = 2,1$ тс. Устойчивость трактора рассчитываем по (12.6) с учетом c . При площади опирания трактора $F = 3$ м² находим $H_1 = -0,06$ тс, т. е.

трактор обладает при принятых условиях минимальным запасом устойчивости. Таким образом, работа экскаватора с анкерящим трактором, находящимся на уклоне, невозможна. Анкер должен находиться на верху уклона.

Разработка траншей лотковым способом

На продольных уклонах более 36° на практике получил широкое распространение лотковый способ устройства траншей. Траншею-лоток разрабатывают бульдозером на ширину, несколько большую, чем ширина отвала. Схема работы бульдозера лотковым способом показана на рис. 12.4. Разработку траншеи начинают сверху и ведут последовательно слоями толщиной 0,4—0,6 м на всю длину спуска. При крутизне продольного уклона более 40° бульдозер обязательно закрепляют трактором или тракторной лебедкой; при меньших уклонах его можно не закреплять. Закрепляющие тракторы находятся на верху уклона и при продвижении бульдозера следуют за ним, а затем вытаскивают бульдозер на исходную позицию.

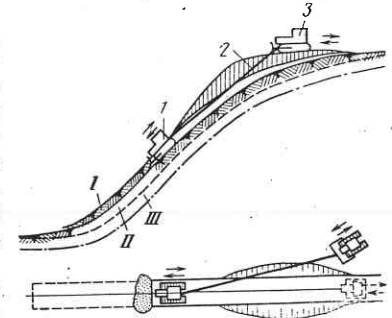


Рис. 12.4. Схема разработки траншеи лотковым способом:

1 и 3 — бульдозеры, 2 — трос; I, II, III — разрабатываемые слои грунта

При ведении работ на продольных уклонах любым способом следует обращать особое внимание на состояние грунтов, составляющих склон. Хотя крутые спуски чаще бывают сложены скальными грунтами, однако встречаются спуски и из рыхлых грунтов. Такие спуски подвержены оползневым явлениям, которые могут проявиться внезапно, например при сотрясении грунта работающими машинами. Особенно опасна работа на крутых склонах в период дождей, когда грунты насыщаются водой и опасность образования оползней возрастает. Поэтому на таких участках при устройстве траншей в дождливый период необходимо соблюдать следующие меры предосторожности: закреплять работающие механизмы независимо от величины уклона, причем тракторы, выполняющие функцию якоря, должны находиться на верху склона; если проектом предусмотрены какие-либо противооползневые мероприятия, то к устройству траншей следует приступать только после их выполнения.

Разработка траншей канатной скреперной установкой

Разработка траншей на продольных уклонах более 40° представляет значительные трудности даже при лотковом способе, особенно если уклон имеет большую длину (100 м и более). В этом случае целесообразно устройство траншей канатными скреперными лебедками, широко используемыми при разработке подводных траншей.

Схема разработки траншей на продольном уклоне показана на рис. 12.5. В низу уклона устанавливают двухбарабанную скреперную лебедку 1, а на верху закрепляют поворотный блок 5 диаметром 0,4—0,6 м. Скреперная лебедка имеет барабан с тяговым (рабочим) тросом 2 и барабан с тросом 4 для подъема скреперного ковша на верху уклона. Тяговый трос 2 должен быть несколько

длиннее продольного уклона. Обычно используют тягачевый трос диаметром 24—26 мм, а вспомогательный — диаметром 16—18 мм.

Траншею разрабатывают сверху вниз: на верх уклона ковш 3 поднимают при холостом ходе. Для этого ковш изготавливают с односторонней режущей частью, направленной к низу уклона. Поворотный блок на вершине уклона должен выдерживать усилие, необходимое для подъема ковша. Грунт, скатывающийся в низ уклона, периодически перемещают бульдозером 7 в отвал 6. При этом тягачевый и вспомогательный тросы отводят в сторону.

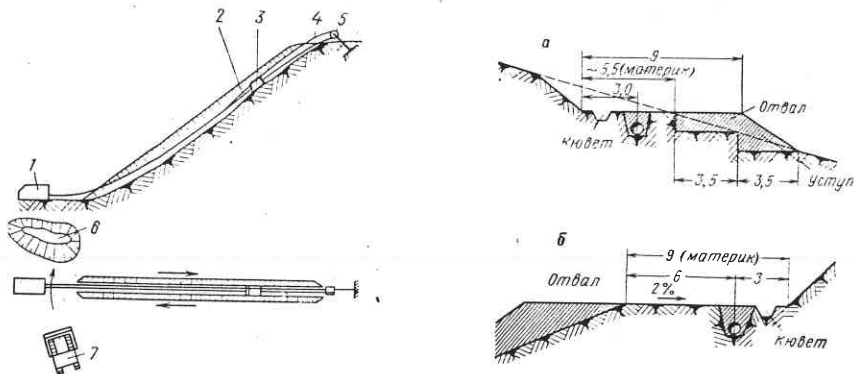


Рис. 12.5. Схема разработки траншеи скрепером

Рис. 12.6. Схема профиля полки:

а — с уступами; б — без уступов

Разрабатывать траншеи скреперной установкой можно при уклонах любой крутизны. Длина разрабатываемой траншеи ограничивается лишь длиной тросов. Емкость барабанов пятитонной лебедки обеспечивает намотку до 200—250 м троса, что позволяет разрабатывать траншеи на уклонах, имеющих длину до 200 м.

Устройство траншей на продольных уклонах в скальных грунтах. Земляные и скальные работы на косогорных участках

Устройство траншей в скальных грунтах на участках с продольными уклонами включают следующие основные операции:

очистку трассы от крупных валунов и рыхлого грунта, если он покрывает коренной скальный грунт;

рыхление коренного скального грунта;

планировку разрыхленного грунта;

разработку разрыхленного грунта экскаватором, рыхление оставшихся крупных кусков породы и перемычек накладными зарядами и окончательную подчистку траншеи.

При прокладке трубопровода по участкам с продольными и поперечными уклонами (так называемые косогоры) сначала устраивают «полку», которой

ликвидируют поперечный уклон или уменьшают его до 3—6°, а затем открывают траншею.

Устройство полки необходимо для проезда по трассе землеройных и изоляционно-укладочных машин, а также для обеспечения нормальных условий обслуживания трубопровода в период его эксплуатации. Полки устраивают только на участках с поперечными уклонами 8° и более. Нормальная ширина полки 9 м, что обеспечивает выполнение на ней всех необходимых операций. На рис. 12.6 показаны примерные профили полки. Как видно из рисунков,

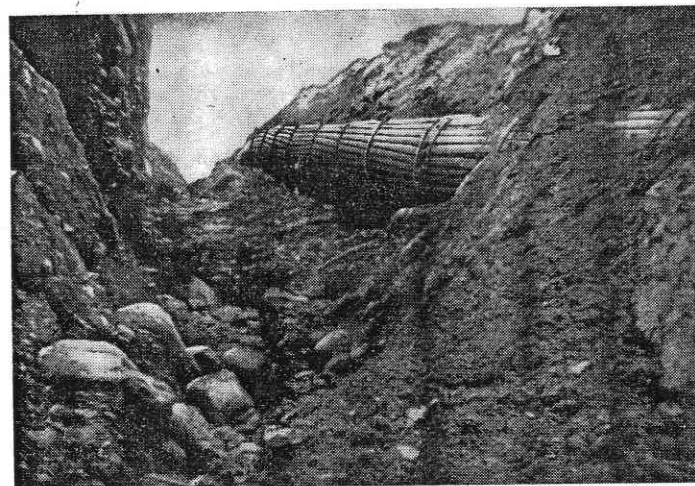


Рис. 12.7. Размыв грунта на полке

в профиле полки 3 м ее ширины отводится на устройство кювета и части траншеи и 6 м для проезда строительных машин. В последнее время кюветы стали устраивать из железобетонных лотков. Это обусловлено тем, что часто при ливнях и дождях грунтовые кюветы не выполняют своего назначения, так как потоки воды либо размывают их, либо заносят грунтом. На рис. 12.7 показан один из участков горного газопровода. Во время ливня грязевый поток, устремившийся по кювету, размыл его, и на участке 50 м трубопровод полностью обнажился и переместился в поперечном направлении на 1,5 м.

Иногда полки устраивают в виде «чистой» выработки. Это делается в том случае, если разрабатываемый грунт не удерживается на косогоре. Критической величиной такого уклона будет угол α , равный углу внутреннего трения φ разрыхленного грунта.

Если угол α меньше угла φ , то при сбрасывании разрыхленного грунта под откос частицы фракций мелкой и средней крупности будут задерживаться на косогоре и образовывать насыпной участок полки abd (рис. 12.8). Если α равен или больше φ , то весь разрабатываемый грунт сползет вниз по косогору. Возможность использования отвалов грунта нужно определять в каждом отдельном случае в зависимости от конкретных условий. При этом

выполняется расчет устойчивости насынной части полки с учетом работающих на ней машин.

Существует несколько методов оценки устойчивости откосов. Некоторые из них рассмотрены в курсе «Механика грунтов в трубопроводном строительстве» [4].

При устройстве полок и траншей в скальных грунтах обычно: проводят буровзрывные работы для рыхления грунта; удаляют разрыхленный грунт и взрывают накладными зарядами крупные глыбы;

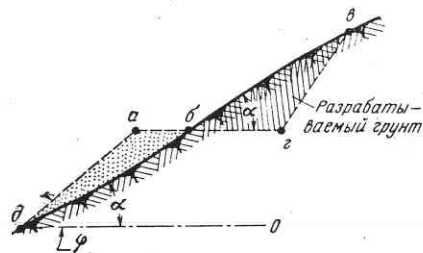


Рис. 12.8. Схема устройства полки в виде полунасыпи — полувыемки

выполняют буровзрывные работы для рыхления грунта траншей; удаляют разрыхленный грунт из траншей и дорабатывают оставшиеся перемычки и глыбы.

Рыхление скального грунта

Как на участках с продольными уклонами, так и на косогорах, сложенных скальными грунтами, выполняют комплекс работ, связанных с их рыхлением.

Рыхление проводят буровзрывным комплексом, включающим бурение шпуров, в которые закладывают взрывчатое вещество (ВВ), зарядание шпуров и взрывание зарядов ВВ. При устройстве траншей используют преимущественно мелкошпуровые заряды, что обеспечивает наилучшее соответствие профиля траншеи проектному, хорошее дробление и, кроме того, исключает разброс кусков породы на далекое расстояние. Порода взрывает так, чтобы в результате взрыва образовалась так называемая воронка рыхления.

Количество ВВ, необходимое для образования воронки рыхления, зависит от вида ВВ, конструкции и массы заряда, способа взрывания и крепости грунта.

На строительстве трубопроводов преимущественно используют аммиачно-селитренные ВВ с различными добавками. Широко применяют ВВ, называемые аммонитами. Достоинство их — пониженная взрывоопасность. Они незначительно реагируют на изменение температуры, не взрываются от открытого огня, почти не реагируют на удары, что позволяет транспортировать их в сложных горных условиях. К недостаткам аммонитов относится их чувствительность к влаге. Так, при содержании влаги более 3% они могут не взорваться при детонации, поэтому обычный аммонит в мокрых или водонасыщенных грунтах можно применять только в водонепроницаемых патронах.

Заряд ВВ может быть взорван огнем или электрическим способом и детонацией с помощью детонирующего шнура. При огневом способе взрыв осуществляется с помощью детонатора и огнепроводного шнура. При взрыве детонацией применяют детонирующий шнур, сердцевина которого состоит из инициирующего ВВ. Такой шнур легко детонирует взрывчатые вещества типа ам-

монитов, динамитов, тротила без применения капсюлей-детонаторов, что делает взрывные работы более безопасными. Взрывание электрическим способом производится при помощи электродетонаторов, инициируемых электровоспламенителями накапливания при пропускании через них электрического тока.

Рыхление скального грунта при устройстве траншей осуществляется группой небольших зарядов, помещенных в заранее пробуренные шпуров. Заряд ВВ в шпуре занимает от 0,3 до 0,6 его глубины, а остальная часть заполняется забойкой, которая состоит из смеси песка и глины (одна часть песка и две-три части глины). Шпур заполняют забойкой вручную или специальными пневмозабойниками. Если в шпуре имеется вода, то ее можно использовать вместо забойки. Высота столба воды над зарядом должна быть в этом случае не менее 1 м.

Заряд G рассчитывают так, чтобы в результате взрыва образовалась воронка рыхления:

$$G = Ah^3, \quad (12.7)$$

где A — удельный расход ВВ в зависимости от категории породы (табл. 12.2); h — кратчайшее расстояние от открытой поверхности грунта до центра заряда (так называемая линия наименьшего сопротивления).

Заряды для рыхления при ширине разрабатываемой траншеи до 2 м располагают вдоль нее в один ряд; при большей ширине — в два ряда. Расстояние между зарядами в ряду определяется в зависимости от глубины заложения центра заряда, крепости породы и ее состояния. Обычно оно составляет 0,5—1,0 глубины траншеи. Для уточнения выбранного расстояния между зарядами проводят опытную серию взрывов. Для рыхления монолитных скальных пород шпуров пробуривают перпендикулярно поверхности грунта, а для рыхления пород со слоистой трещиноватостью — перпендикулярно слоистости, что обеспечивает лучшее использование ВВ. Рыхление грунта на полную глубину траншеи (до 2—2,5 м) выполняют за один буровзрывной комплекс.

Таблица 12.2

Порода	Удельный расход ВВ		
	А, кг/м³		
	№ 7	№ 8	В-3
Мел	0,21—0,25	0,22—0,27	0,22—0,27
Мергель	0,30—0,34	0,31—0,36	0,31—0,36
Ракушечник	0,42—0,50	0,45—0,54	0,45—0,54
Туфы трещиноватые	0,38—0,42	0,40—0,45	0,40—0,45
Песчаники, известняки	0,38—0,60	0,40—0,65	0,40—0,65
Граниты	0,42—0,60	0,40—0,65	0,40—0,65
Базальт	0,50—0,60	0,55—0,65	0,55—0,65
Кварцит	0,42—0,50	0,45—0,55	0,45—0,55

Одна из наиболее трудоемких операций в буровзрывном комплексе — бурение шпуров. Как показывает опыт, на 1 м³ взрывающей породы пробуривают от 0,75 до 1,5 м при расходе ВВ 0,5—1 кг. В настоящее время шпуров бурят специальными бурильными установками, а также бурильными молотками, работающими от компрессоров.

При устройстве полки часто производят взрывы на выброс. При этом получается профиль полки, близкий к проектному. Заряд ВВ определяют по формуле

$$G = Aw^3(0,6n^3 + 0,4), \quad (12.8)$$

где w — линия наименьшего сопротивления взрыву в м (рис. 12.9, а); $n = \frac{r}{w}$ — показатель взрыва (r — радиус воронки взрыва в м).

При $n = 1$ образуется воронка нормального выброса, при $n > 1$ — воронка усиленного выброса и при $n < 1$ — воронка рыхления. При расчете по формуле (12.8) значение A принимают равным утроенному значению удельных расходов ВВ, приведенных в табл. 12.2.

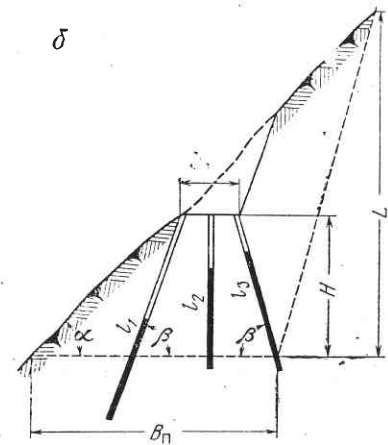
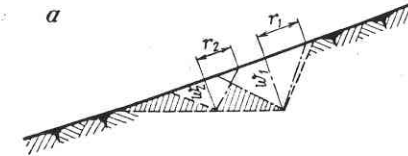


Рис. 12.9. Схема размещения зарядов ВВ:

а — без устройства полки; б — с устройством полки

где $h_{пер}$ — длина перебура. Остальные обозначения ясны из рис. 12.9, б, а данные по численным значениям α и β приведены в табл. 12.3. Расстояния между скважинами определяют по формуле (12.9).

На рис. 12.9, б показаны схемы размещения скважин при поперечных уклонах до 45° и до 60° для устройства полки в прочных скальных грунтах.

В табл. 12.3 приведены параметры зарядов при короткозамедленном взрыве при поперечных уклонах косогора $\alpha = 45^\circ$ и $\alpha = 60^\circ$ (скважины диаметром 105 мм).

Размеры получаемых полки (на рисунке показаны пунктиром) $B_n = 11 \div 12$ м, $L = 15 \div 16$ м при $\alpha = 45^\circ$ и $L = 30 \div 32$ м при $\alpha = 60^\circ$. Выброс породы

Заряды для устройства полки при взрывах на выброс размещают в один, два или даже три ряда в зависимости от крутизны косогора и ширины полки. Расстояние между рядами назначается таким образом, чтобы воронки взрывов смежных рядов перекрывали друг друга (см. рис. 12.9, а). Зоны заштрихованные на рисунке, дорабатывают механизированным способом. Взрывают обычно с замедлением: сначала нижний ряд (w_2), а затем верхний (w_1).

Расстояние между зарядами в ряду определяется по формуле

$$a = mw, \quad (12.9)$$

где $m = 1$ при $n = 1$ и $m = 1,25$ при $n = 1,5$.

При устройстве полки применяют не только шпуровые заряды, но и скважинные. Заряды ВВ размещают в скважинах диаметром 100 мм и более. Сначала устраивают полку шириной $b_n \approx 4,5$ м с помощью шпуровых зарядов. Затем бурильными станками с этой полки пробивают скважины (рис. 12.9, б). Длины скважин определяют по формулам:

$$l_1 = \frac{H}{\sin \alpha \sin \beta}; \quad l_2 = H + h_{пер}; \quad l_3 = \frac{l_2}{\sin \beta},$$

Таблица 12.3

Параметры зарядов

Параметр	Ряды зарядов					
	1-й		2-й		3-й	
	при α , градусы					
	46	60	45	60	45	60
Глубина скважин, м	9,5	12,8	7	11,4	7,5	11,6
Заряд Q , кг	38	51	39	64	48	74,2
Расстояние между скважинами в ряду, м	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
Угол наклона скважин к горизонту β , градусы	72	80	90	90	72	80

при взрыве составляет примерно 70%. Кроме вертикальных можно устраивать и горизонтальные скважины. На косогорах с уклонами менее 45° объем буровых работ будет меньше при вертикальных шпурах, а на уклонах более 45° — при горизонтальных. Вертикальные шпуры можно заряжать как порошкообразными ВВ, так и патронированными, а горизонтальные — только патронированными; это необходимо иметь в виду при выполнении буровзрывных работ.

После рыхления объем грунта значительно увеличивается, вследствие чего поверхность его оказывается вспученной и имеет большие неровности. Проход по такой поверхности экскаватора с колеей обычной ширины практически невозможен. Поэтому после взрыва грунт разравнивают бульдозером.

После планировки траншею разрабатывают экскаватором с соблюдением мер по удержанию его от сползания. Если в траншее остаются перемишки, большие глыбы, то их разрыхляют накладными или шпуровыми зарядами. Разрыхленный грунт укладывают вдоль траншеи так, чтобы он не мешал изоляционно-укладочным работам и чтобы его можно было использовать при засышке трубопровода. Особенно бережно следует относиться к мягкому грунту, так как его используют для устройства подушки под трубопровод и присыпки последнего сверху. Перед производством буровзрывных работ мягкий грунт снимают бульдозером или роторным экскаватором, работающим сверху вниз.

Разработка разрыхленного грунта на полках

Разрыхленный скальный грунт разрабатывают бульдозерами или экскаваторами. Применение их в каждом случае зависит, в первую очередь, от поперечного и продольного уклонов косогора.

На поперечных уклонах до 25° полки обычно разрабатывают бульдозерами по двум схемам. Работа по первой схеме (продольными косыми ходами) показана на рис. 12.10, а. Грунт разрабатывают послойно: сначала слой 1 на длину одного захода, затем слой 2 и так до тех пор, пока не будет перемещен в отвал весь грунт. Длина захода принимается в пределах 100 м. После разработки части полки на полный профиль на один заход приступают к разработке следующего участка и т. д. Как видно из рис. 12.10, а, при работе по данной схеме бульдозер перемещает грунт вдоль оси газопровода, смещая его в отвал

и делая при этом небольшие развороты. Недостатком схемы является то, что один и тот же грунт приходится переваливать несколько раз. Несмотря на это, схема оказывается практически единственно возможной при устройстве полки на крутом косогоре. При продольной разработке часто используют два или три бульдозера, каждый из которых работает на одном слое.

Вторая схема предполагает работу бульдозера поперечными ходами (рис. 12.10, б) с незначительным объемом продольных разработок. Последовательность снятия слоев грунта ясна из рисунка. Сначала снимают слой 1,

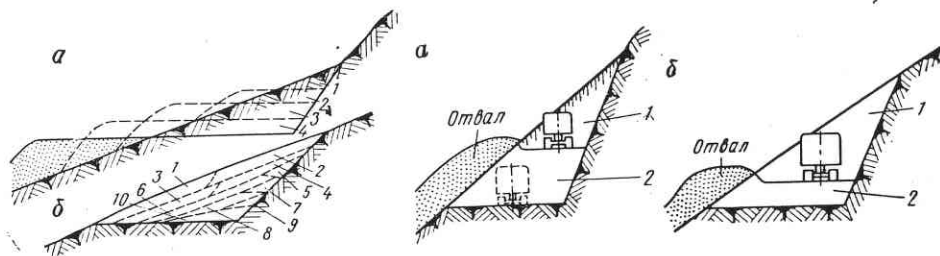


Рис. 12.10. Схема разработки полки бульдозером:
1—10 — разрабатываемые слои грунта

Рис. 12.11. Схема устройства полки

2, 3 и 4 (поперечными ходами), затем убирают грунт в зоне 5 (продольными ходами), после чего срезают слой 6. Слой 1, 2, 3, 4, 6, 8 и 10 бульдозер разрабатывает без разворотов (возвращаясь к исходному рубежу задним ходом). Длина участка полки, разрабатываемой на полную глубину, составляет 100—150 м. Однако в каждом конкретном случае она назначается в соответствии с общей технологической схемой выполнения земляных и укладочных работ.

На поперечных уклонах более 25—30° разработка полок бульдозером продольными ходами малопроизводительна, а поперечными ходами — невозможна из-за сползания бульдозера под откос. Поэтому полки устраивают одноковшовым экскаватором, оборудованным прямой лопатой, или экскаватором совместно с бульдозером.

Экскаватором полку отработывают за один проход 1 при высоте забоя до 6 м и за два прохода 1 и 2 при большей высоте забоя (рис. 12.11, а). Такая схема разработки целесообразна при крутизне косогора 45° и более.

На уклонах от 25 до 40° применяют другую схему работ — разработка полки осуществляется экскаватором и бульдозером (рис. 12.11, б). Экскаватор разрабатывает за один проход часть полки 1 на наибольшую высоту забоя для прямой лопаты, а оставшийся грунт 2 снимает бульдозер поперечными ходами.

При разработке полки одним экскаватором необходима планировка подошвы полки бульдозером, так как после экскавации поверхность получается неровной, с большими неразрушенными глыбами (в скальных грунтах).

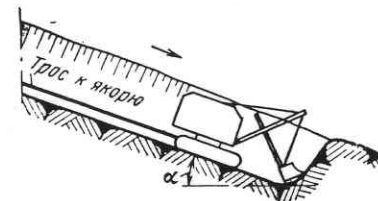
На поперечных и продольных уклонах разработка полки имеет некоторые особенности.

На участках с продольными уклонами, не превышающими $\alpha_{пр}$, и поперечными уклонами до 25—30° отработка полки может осуществляться бульдозерами продольными ходами без закрепления. Если продольный уклон не пре-

вышает 8°, а поперечный 25—30°, то бульдозер может работать и поперечными ходами. Однако в этом случае резко возрастает изнашиваемость ходовой части. Следует отметить, что вообще при работе на скальных грунтах ходовая часть (особенно гусеницы) тракторов, бульдозеров изнашиваются очень быстро. Гусеницы рвутся, края их башмаков стираются и ломаются.

На продольных уклонах больше предельных, но не превышающих 30° и поперечных уклонах до 15° полки можно разрабатывать бульдозерами продольными ходами послойно без закрепления.

Рис. 12.12. Схема разработки полки экскаватором



Если поперечные уклоны больше 15—18°, а продольные больше $\alpha_{пр}$, разработка полок бульдозерами становится крайне сложной. В таких случаях полки разрабатывают экскаватором, который закрепляют одним или двумя тракторами (или бульдозером) с помощью одного или двух тросов. Схема отработки полки экскаватором показана на рис. 12.12. Экскаватор работает сверху вниз. Во многих случаях доставка его на верх косогора представляет большие трудности. Если нет возможности доставить экскаватор обходным путем, то на верх косогора поднимают бульдозер (один или связанный тросом с трактором), и он отработывает узкую полку шириной 2—3 м, опускаясь сверху вниз. По устроенной таким образом полке экскаватор поднимается на верх косогора с помощью одного или двух тракторов, разрабатывает забой и затем отработывает полку на полный профиль, спускаясь сверху вниз.

§ 41. МОНТАЖНЫЕ И ИЗОЛЯЦИОННО-УКЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ

В отличие от трасс нормальной сложности, где монтажники и строители действуют относительно независимо друг от друга, в горах, особенно на сложных участках, необходим тесный контакт между ними. Часто монтаж, изоляция и укладка в горах настолько взаимосвязаны, что выполняются в едином комплексе. При этом работы должны выполняться таким образом, чтобы после прохода строительной колонны не оставалось недоделок. Все линейные сооружения, в том числе и переходы через балки, овраги, небольшие реки, должны строиться в одном потоке.

При такой технологии строительства возрастает ответственность за выполнение всего комплекса работ. Каждый участок или колонна должны планировать свою работу в соответствии с конкретными природными условиями района строительства, возможностями транспорта труб, материалов и техники на различных местах участка.

Технологическая схема монтажных и изоляционно-укладочных работ в горных условиях включает следующие укрупненные операции: доставку труб на трассу; монтаж трубопровода со всеми кривыми вставками и переходами; изоляционно-укладочные работы, футеровку трубопровода, подсыпку и присыпку его мягким грунтом, полную засыпку.

Доставка труб на трассу

При строительстве в равнинных условиях сложилась четкая схема доставки труб на трассу: станция железной дороги (пристань) — сварочный стэнд (доставка труб трубопроводами) — место монтажа (доставка плетей плетевозами). В горных условиях на отдельные участки трубы доставляют различными средствами в зависимости от наличия дорог, подъездов, сложности трассы и других факторов. Каждая колонна для выполнения работ на отведенном ей участке организует постоянную базу, на которую доставляют все материалы, в том числе и трубы, откуда их после обработки (например, сварки в секции) доставляют на горную трассу автомобильными трубопроводами и плетевозами, а в особо сложных условиях — тракторами.

Базы организуют в наиболее удобных, равнинных местах, например в долинах рек, с таким расчетом, чтобы на них можно было создать достаточный запас труб и материалов, расположить поселок строителей и т. д. Кроме того, размещение базы должно обеспечивать доставку труб на нее с железнодорожных станций или пристаней автомобилями без использования тракторов.

В зависимости от сложности условий района строительства применяют следующие схемы транспортировки труб:

- 1) доставка труб на базу для сварки их в секции или гнутья с последующей транспортировкой секций и гнутых труб к месту монтажа;
- 2) бесперевалочная доставка труб к месту монтажа;
- 3) доставка труб с перевалкой их на тракторную тягу на особо сложных участках трассы.

Первая схема может быть использована, если вертикальные и горизонтальные трассы существующих дорог и трубопровода позволяют транспортировать к месту монтажа секции из нескольких труб.

Бесперевалочную доставку одиночных труб применяют, когда горные дороги имеют крутые повороты и, следовательно, перевозка по ним секций длиной 18—29 м крайне затруднена, а иногда просто невозможна. Поэтому трубы непосредственно доставляют к месту монтажа в «нитку».

Одиночные трубы на базу или к месту работ доставляют трубопроводами, имеющими повышенную проходимость, способными преодолевать затяжные подъемы с крутизной до 12° и подъемы небольшой длины с крутизной до 20° . Минимальный радиус поворота загруженного трубопровода должен составлять 11—12 м. Повышению проходимости, что очень важно для горных районов в дождливый период, способствует применение на автомобилях-тягачах арочных шин, а также шин с регулируемым давлением воздуха.

Если позволяют условия, плети доставляют непосредственно к месту монтажа без перевалки. В ряде случаев оказывается выгодным или необходимым увеличить радиус поворота существующих дорог, проложить временные дороги, построить временные мосты и т. д. Это позволит увеличить плечо трассы, обслуживаемое одной трубопроводной базой. На подъемах $15-20^\circ$, которые не могут преодолеть плетевозы в дождливый период или при гололеде, должны работать один-два дежурных трактора для буксировки плетевозов на подъем. На участке трассы, проходящей по сильно пересеченной местности с частым чередованием продольных уклонов более $15-20^\circ$ (спуски-подъемы), секции труб доставляют с перевалкой их на тракторы. Плетевозы разгружают на обочине дороги или на специально подготовленной для перевалки площадке и к месту монтажа секции доставляют тракторами.

При транспортировке труб на подъемы тяговое усилие на крюке тракторов уменьшается увеличением подъема настолько, что транспортировка одной-двух труб может быть осуществлена лишь двумя, а то и тремя соединенными друг с другом тракторами. В табл. 12.4 даны тяговые усилия трактора Т-100 в зависимости от уклона при приведенном значении коэффициента трения ($f_{пр}$) гусениц о грунт.

В табл. 12.4 даны тяговые усилия на гаке трактора, и вес груза (труб), который трактор может транспортировать на подъем, характеризуемый величиной α . Так, при $\alpha = 25^\circ$ и $f_{пр} = 0,6$ тяга составит 1,3 тс, а вес транспортируемого груза 1,4 тс. Если, например, транспортируются трубы диаметром 529×9 мм, весом 0,115 тс/м, то один трактор может перевозить одну секцию труб длиной 12—13 м. Коэффициенты трения $f_{пр}$ учитывают зацепление гребней башмаков гусениц за грунт. Для увлажненных дождями суглинков и глин, песчаных и гравийных грунтов как увлажненных, так и сухих $f_{пр}$ принимают равным 0,4; для сухих или тугопластичных суглинков и глин — 0,5—0,6; для скальных плотных грунтов — 0,5.

Таблица 12.4
Тяговые усилия трактора Т-100 в зависимости от уклона грунта

Уклон подъема, градусы	$f_{пр}=0,4$		$f_{пр}=0,5$		$f_{пр}=0,6$		$f_{пр}=0,7$	
	тяга, тс	вес, тс	тяга, тс	вес, тс	тяга, тс	вес, тс	тяга, тс	вес, тс
15	1,50	2,30	2,50	3,40	4,00	4,80	4,60	5,00
20	0,40	0,60	1,20	1,50	2,35	2,60	3,45	3,45
25	—	—	0,30	0,40	1,30	1,40	2,30	2,20
30	—	—	—	—	0,30	0,30	1,15	1,10
35	—	—	—	—	—	—	0,25	0,20

На продольные уклоны более $30-36^\circ$ трубы невозможно доставить даже трактором. В таких случаях применяют лебедки, устанавливаемые на вершине уклона. При длинных уклонах для доставки труб рациональны канатные системы, типа, например, применяемых в лесоразрабатывающей промышленности для спуска с гор древесины.

Монтаж трубопроводов

Монтаж трубопровода в горных условиях осуществляется по следующим технологическим схемам:

по *поточно-расчлененной схеме*, применяемой на спокойном рельефе. Сборку и сварку трубопровода выполняют на бровке траншеи (независимо от того, где отрыта траншея: в полке или в коренном грунте);

по *непрерывной схеме*, применяемой на участках с крутыми подъемами и спусками, с большим числом поворотов в плане. Сборку и сварку трубопровода производят как на бровке траншеи, так и непосредственно в ней;

монтаж с одновременным ведением изоляционно-укладочных работ или монтаж заранее изолированных секций. Эту схему применяют в особо сложных условиях, при пересечении ущелий, глубоких балок, оползневых участков, т. е. в тех случаях, когда необходимо сразу засыпать уложенный трубопровод во избежание его повреждений.

При поточно-расчлененной схеме наращивание трубопровода выполняет бригада, состоящая из двух групп, одна из которых осуществляет центровку стыков и прихватку их, а другая — сварку стыков. Такая схема обеспечивает высокий темп монтажа и сварки в нормальных условиях, однако она в горных условиях не во всех случаях осуществима.

На подъемах и спусках более 12—15°, на полках, имеющих продольные уклоны и повороты в плане, на участках трассы с большим числом кривых вставок пристыковка последующей трубы или секции возможна только после полной сварки предыдущего стыка. Трубопровод непрерывно наращивают по следовательной приваркой секции труб, кривых вставок непосредственно по фактически подготовленному профилю и плану траншеи. Такая технология монтажа обеспечивает наилучшие условия укладки трубопровода без дополнительных доработок траншей. Схема непрерывного монтажа имеет две основные разновидности: монтаж на бровке и непосредственно в траншее.

В отличие от поточно-расчлененной технологии, по которой сварочно-монтажные работы ведет большая бригада при непрерывном наращивании, такого числа людей в бригаде не требуется. Обычно бригада состоит из пяти человек (два сварщика-потолочника, машинист трубоукладчика, тракторист или бульдозерист и бригадир-газорезчик). Сокращение числа людей в бригаде объясняется тем, что одновременно можно собирать и сваривать только один стык. Если по трассе встречаются несложные балочные переходы, то они сооружаются силами двух смежных бригад, когда требуется большее число техники и людей, объединяют три бригады.

Монтаж на продольных уклонах

Монтаж трубопроводов на продольных уклонах осуществляют как снизу вверх, так и сверху вниз, а также по комбинированной схеме, что зависит в основном от величины продольного уклона, возможности доставки труб на верх или низ уклона, вида и состояния грунтов поверхности уклона, наличия соответствующей строительной техники.

Монтаж снизу вверх

Монтаж снизу вверх можно осуществлять с доставкой секций труб на уклон трубоукладчиками и тракторами или лебедками, установленными на верху уклона. При уклоне до 20° (при хорошем состоянии грунта, составляющего уклон) или до $\alpha < \alpha_{пр}$ целесообразно доставлять трубы или секции из 2—4 труб к месту монтажа тракторами. Трубопровод на уклоне наращивают последовательно. Пристыковку ведут одним или двумя трубоукладчиками. При уклоне $\alpha > \alpha_{пр}$ также можно применять схему монтажа снизу вверх. При этом возможны два варианта: трубы доставляют к месту монтажа трубоукладчики, подстрахованные от сползания вниз; трубы доставляют на тросах лебедками.

При монтаже с помощью лебедки секции на уклон доставляют тракторной или иного типа лебедкой, установленной на верху уклона. Секции в этом случае могут быть значительно длиннее, чем в первом варианте. Длина их определяется тяговым усилием лебедки и условием предохранения секции от пластического изгиба при вытаскивании ее с горизонтального участка на уклон. Допускаемая длина секции в этом случае

$$l_{доп} = \sqrt{\frac{8[\sigma]W}{q_{тр}}}$$

где W — момент сопротивления; $q_{тр}$ — вес 1 см длины трубы; $[\sigma]$ — расчетное сопротивление металла, принимаемое при отсутствии точных данных 2500 кгс/см². Так, при $D_n = 529$ мм и $[\sigma] = 2500$ кгс/см² $l_{доп} = 55$ м.

Монтаж сверху вниз

Монтаж трубопроводов по схеме сверху вниз (рис. 12.13) может выполняться на любых уклонах. Технология монтажа по этой схеме позволяет выполнить сборку и сварку трубопровода без работающих на уклоне машин и механизмов.

Секция из двух-четырех труб или отдельные трубы доставляют на верх уклона на подготовленную площадку. Первую секцию одним или двумя трубоукладчиками T_1 и T_2 опускают в траншею в начале уклона и закрепляют двумя тросами: от трактора Tr_1 тросом 1 и от трактора Tr_2 тросом 4. Трактор Tr_1 , необходимый только на уклонах, где трубы удерживаются от сползания силами трения, протаскивает наращиваемый трубопровод вниз, а Tr_2 — удерживает его от самопроизвольного сползания во время стыковки каждой последующей секции. После спуска первой секции с ее верхним концом стыкуют следующую секцию, которая удерживается трубоукладчиками T_1 и T_2 . Заварив секционный стык, протаскивают обе секции; затем пристыковывают третью секцию и т.д., протаскивая каждый раз трубопровод на длину секции. Таким образом укладывают весь участок трубопровода на продольном уклоне.

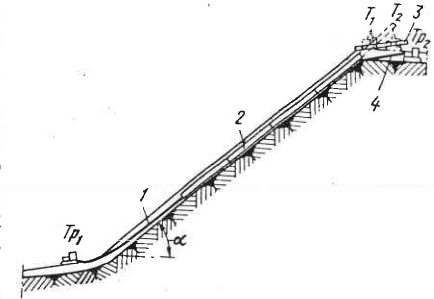


Рис. 12.13. Схема монтажа трубопровода сверху вниз:

1 — тяговый трос; 2 — трубопровод; 3 — наращиваемая секция труб; 4 — трос; T_1 и T_2 — трубоукладчики; Tr_1 и Tr_2 — тракторы

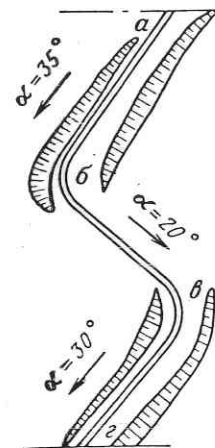


Рис. 12.14. Схема монтажа трубопровода на уклоне с поворотами в плане

Монтаж на косогорных участках с поворотами трассы в плане

Значительную сложность представляет монтаж трубопровода на крутых участках, если трасса имеет повороты в плане (рис. 12.14). В таких случаях монтаж ведут по комбинированной схеме. Доставка труб и тем более секций на весь участок трассы только с верху крутых участков или только с низу представляет большие затруднения. Например, в схеме, показанной на рис. 12.14, при доставке секций, состоящих из четырех-пяти труб, на участок $бв$ с верха уклона потребуются разворачивать секции в плане в пункте $б$. Это трудно выполнить, так как развороту мешает откос полки, разработанной на косогоре $аб$. При доставке труб на участок $бв$ с низа уклона такого препятствия нет, однако трудность заключается в транспортировке секций снизу вверх по крутому уклону.

Поэтому если есть возможность доставлять трубы и с верха, и с низа сложного уклона, участок *ab* собирают по схеме сверху вниз, участок *eg* — снизу вверх, а участок *bc* — либо сверху вниз, либо снизу вверх. Если поворотов в плане несколько, то вопрос последовательности монтажа решают с учетом конкретных условий (состояние грунта по трассе, величина уклонов, наличие необходимой техники т. п.). Монтаж трубопровода в нитку часто выполняют в траншеи или на самой ее бровке.

Монтаж трубопровода из укрупненных элементов

В тех случаях, когда на крутых продольных уклонах невозможно выполнить изоляцию труб, трубопровод монтируют из заранее изолированных и футерованных секций или плетей. При этом возможно наращивание трубопровода снизу вверх и сверху вниз.

Изолируют и футеруют трубы или секции из двух—трех труб на специальных стендах, устраиваемых на площадках вблизи участка, где будет монтироваться трубопровод. Перевозят подготовленные к укладке секции труб автотягачами высокой проходимости. Наращивают секции как сверху вниз, так и снизу вверх, как было описано выше, сваривая секции на уклоне. Однако при большой крутизне уклона сварку на нем производить очень сложно. Поэтому используют схему наращивания секций внизу или вверху уклона.

Изоляционно-укладочные работы

Изоляция и укладка трубопровода в траншею в горах на различных участках не может быть выполнена по одной и той же технологической схеме, как это делается в нормальных условиях. При выполнении этих работ необходимо учитывать: диаметр труб, определяющий нагрузку на трубоукладчик, характер продольного профиля (крутизну продольных уклонов, их направление), вид грунта и его состояние в зависимости от метеорологических условий (скальный или мягкий грунт, сухой, влажный, водонасыщенный и т. п.).

Типы применяемых трубоукладчиков, главным образом их грузоподъемность, также влияют на технологию изоляционно-укладочных работ.

Рассмотрим сначала технологические схемы, применяемые при изоляции трубопровода диаметром до 1020 мм.

Обычно все операции, связанные с подготовкой траншеи к укладке, очисткой и изоляцией трубопровода, футеровкой его, укладкой в траншею и засыпкой, выполняют в одном комплексе или потоке. В результате после прохождения изоляционно-укладочной колонны остается полностью законченный строительством трубопровод.

На продольных уклонах до 10° изоляционно-укладочные работы выполняют без закрепления трубоукладчиков и без последовательного соединения их друг с другом. Технологическая схема работ на полке с продольным уклоном до 10° показана на рис. 12.15.

Изоляционно-укладочная колонна, работающая на трубопроводе диаметром 720—1020 мм, имеет в своем составе обычно пять—шесть трубоукладчиков; непосредственно на изоляции и укладке заняты четыре или пять трубоукладчиков, а один находится (попеременно) на профилактическом ремонте, что необходимо при работе на скальных грунтах. Перед укладкой трубопровода каменное дно траншеи засыпают слоем мягкого грунта толщиной до 15 см.

Разрыв по времени между подсышкой мягкого грунта и изоляцией трубопровода не должен превышать двухдневного шага колонны, так как в случае дождя грунт вымывается из траншеи.

Полностью трубопровод засыпают грунтом сразу же после устройства защитного слоя (присыпка труб мягким грунтом).

На продольных уклонах от 10° до 20° для страховки от сползания трубоукладчики последовательно или попарно соединяют друг с другом тросами, а изоляционные машины прикрепляют тросами к трубоукладчикам. Схема

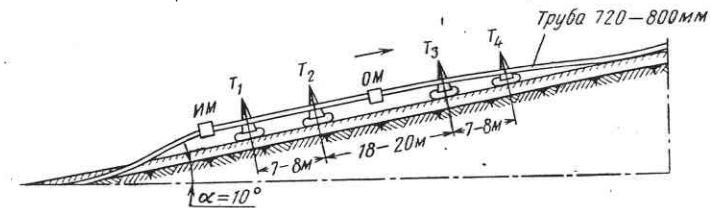


Рис. 12.15. Схема изоляционно-укладочных работ на уклонах до 10° . T_1, T_2, T_3, T_4 — трубоукладчики, ИМ и ОМ — изоляционная и очистная машины

расстановки механизмов при работе на уклонах и подъемах $10-20^\circ$ приведена на рис. 12.16.

Поскольку в горах направление уклонов часто меняется (подъемы сменяются спусками, и наоборот), изоляционно-укладочные работы выполняют как сверху вниз (положение II), так и снизу вверх (положение I). На рис. 12.16 как раз и показан такой участок.

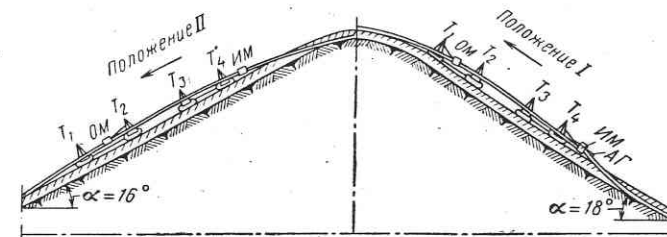


Рис. 12.16. Схема изоляционно-укладочных работ при уклонах $10-20^\circ$

Трубоукладчики T_1, T_2 и T_3, T_4 соединяют попарно тросом диаметром 28—30 мм. Изоляционную машину ИМ закрепляют тросом АГ. При движении колонны в гору трубопровод поднимают трубоукладчиками с таким расчетом, чтобы наклон его продольной оси на участке, где работает ИМ и ОМ, был меньше, чем уклон поверхности грунта. На перевальном участке очистную машину, если она страхуется, прикрепляют от трубоукладчика T_1 и соединяют тросом с трубоукладчиком T_2 . Закрепление машин на уклонах до 20° необходимо только как страхующая мера от возможного сползания. Поэтому работу ведут так, чтобы тросы все время были ослаблены, т. е. чтобы каждая машина работала, насколько это возможно, самостоятельно.

На продольных уклонах свыше 20° применяют две технологические схемы ведения изоляционно-укладочных работ: изоляция — опускание с одновре-

менным непрерывным передвижением трубоукладчиков и изоляция — опускание с попеременным продвижением трубоукладчиков.

Первая схема предусматривает общее или попарное соединение трубоукладчиков, вторая — работу их без соединения. Обе схемы обеспечивают непрерывную, полностью механизированную изоляцию и укладку трубопровода. В обоих случаях используют один-два якорящих трактора, которые находятся либо на вершине подъема или спуска, либо продвигаются по уклону вместе с колонной.

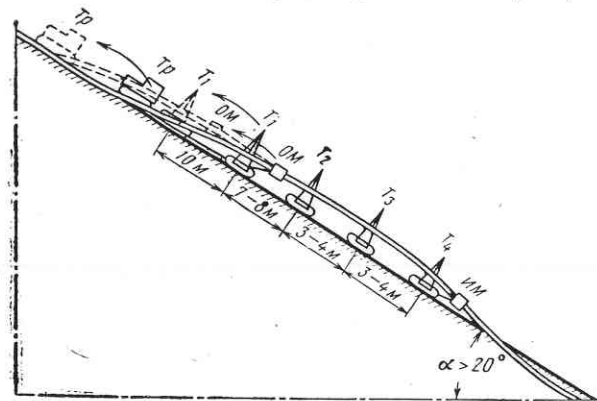


Рис. 12.17. Схема изоляции и укладки при уклоне $\alpha > 20^\circ$

два трактора (они поднимаются туда по уклону или обходным путем), используемые в качестве подвижных якорей. Трубопровод укладывают трубоукладчиками T_1 , T_2 , T_3 и T_4 . Трактор Tr ведет первый трубоукладчик T_1 , за которым на расстоянии 3—4 м идет OM , удерживаемая от сползания тросом. За OM идет трубоукладчик T_2 на таком же от нее расстоянии, что и T_1 , за T_2 идут T_3 и T_4 также на расстоянии 3—4 м друг от друга. Трубоукладчик T_4 удерживает тросом от сползания изоляционную машину.

Колонна продвигается следующим образом. Трубоукладчик T_1 с помощью трактора Tr продвигается на 10—12 м, после чего трубоукладчик T_2 , опустив трубу, своим ходом продвигается вперед и, подойдя вплотную к работающей OM , снова поднимает трубу. Такую же операцию выполняет и трубоукладчик T_3 , затем поднимается трубоукладчик T_4 с изоляционной машиной, лишь слегка придерживая трубу и направляя ее в траншею. Это значительно облегчает подъем его по уклону. Автогудронатор с мастикой на уклонах до 30° ведет трубоукладчик T_4 , а при больших уклонах — отдельный трактор.

При изоляции — опускании с одновременным продвижением всех трубоукладчиков необходимо связывать их тросом, как и в схеме, показанной на рис. 12.17. Кроме того, обязательна страховка очистной и изоляционной машин. На уклонах свыше 20° , помимо этого, следует обязательно использовать трактора в качестве якоря, устанавливаемые на вершине уклона или двигающиеся впереди колонны. При движении колонны без опускания трубопровода постоянная загрузка трубоукладчиков сильно затрудняет перемещение по уклону.

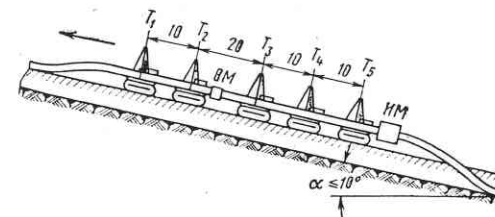
На уклонах более 30° мягкий грунт не удерживается в траншее и сползает вниз. Поэтому для защиты изоляции трубопровода от повреждений применяют футеровку деревянными рейками. Используют короткую футеровочную рейку длиной не более 1,5—2 м. Это объясняется большим числом вертикальных

Изоляцию — опускание с поперечным движением трубоукладчиков применяют только на таких уклонах, на которых незагруженные трубоукладчики могут передвигаться своим ходом. Работы ведут сверху вниз (на спусках) и снизу вверх (на подъемах). Схема работы по изоляции и укладке с попеременным передвижением трубоукладчиков на подъеме показана на рис. 12.17. На вершине подъема устанавливают один или

и горизонтальных поворотов малых радиусов, которые можно зафутеровать только рейками малой длины. Трубопровод футеруют вслед за движущейся изоляционно-укладочной колонной до опускания трубопровода в траншею.

При изоляционно-укладочных работах на трубопроводах диаметром 1220 и 1420 мм описанная технология не всегда оказывается применимой. Опыт строительства трубопроводов в Карпатах позволил разработать технологические схемы изоляции-укладки трубопроводов диаметром до 1420 мм.

Рис. 12.18. Схема расстановки машин при изоляции и укладке труб диаметром 1220—1420 мм на уклонах до 20° . T_1 — трубоукладчик; OM и $ИМ$ — очистная и изоляционная машины



Трубы большого диаметра в горах изолируют только полимерными пленками с оберткой брезолом, толь-кожей и футеруют на участках скальных грунтов деревянной рейкой.

Применяются два основных метода изоляции и укладки: совмещенный и раздельный. При совмещенном методе изоляция и укладка ведутся одновременно, а при раздельном — трубопровод изолируют на бровке траншеи, а затем перекалывают в нее.

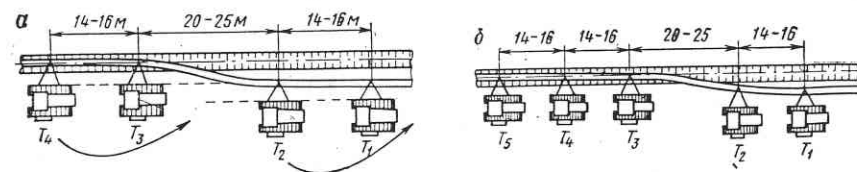


Рис. 12.19. Укладка трубопровода способом поочередного и последовательного перехода: а — четырьмя трубоукладчиками; б — пятью трубоукладчиками

На продольных уклонах до 20° работы ведут совмещенным или раздельным методами. Изоляционная колонна при совмещенном методе состоит обычно из пяти трубоукладчиков большой грузоподъемности (типа К-594). Схема расстановки машин показана на рис. 12.18. Работы могут вестись как снизу вверх, так и сверху вниз.

При раздельном методе колонна из пяти трубоукладчиков, выполнив изоляцию труб на бровке траншеи на участке до очередного захлеста, возвращается назад (без очистной и изоляционной машин) и укладывает трубы в траншею. Укладка может быть осуществлена способом «поочередного перехода» (рис. 12.19, а). Отметим лишь, что трубоукладчики T_1 и T_2 подвигают трубу к траншее, а T_3 и T_4 — укладывают. Первым переходит на новое место T_4 и лишь затем — T_2 . Р. Д. Габелая предложил несколько иной вид раздельной укладки (рис. 12.19, б). В работе участвуют пять трубоукладчиков. При такой схеме обеспечивается большая устойчивость колонны. Как и в схеме рис. 12.19, а первым переходит на новое место трубоукладчик T_5 , а затем — T_2 и т. д.

При продольном уклоне более 20° укладку ведут шестью трубоукладчиками. Как показывает опыт, в этом случае целесообразно сваривать трубопровод на бровке траншеи из заранее изолированных и футерованных труб или двухтрубных секций на специально устраиваемой базе. Стыки труб изолируют и футеруют на бровке траншеи. Укладывают подготовленный трубопровод способом последовательного передвижения трубоукладчиков (рис. 12.20). Трубоукладчики T_2-T_5 надвигают трубопровод и опускают его в траншею до тех пор, пока T_5 не освободится от нагрузки. После этого T_5 , не снимая мягкого

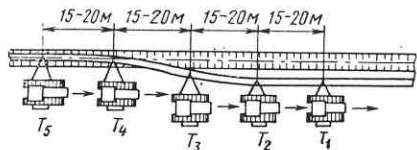


Рис. 12.20. Схема укладки трубопровода способом последовательного продвижения

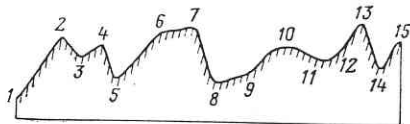
захвата, перемещается вперед вплотную к трубоукладчику T_4 и принимает нагрузку на себя. Таким же образом перемещаются трубоукладчики T_4 , а затем T_3 , T_2 , и, наконец, T_1 , который продвигается вперед на 15—20 м. Далее операция вновь повторяется.

§ 42. НАПРЯЖЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ, СООРУЖАЕМЫХ В ГОРАХ

Горный трубопровод имеет ряд характерных участков, в каждом из которых условия работы трубопровода как конструкции существенно отличаются.

На рис. 12.21 приведен профиль горного трубопровода. Как видно из рисунка, на профиле участки 1—2, 2—3, 3—4, 4—5, 5—6, 7—8, 8—9, 12—13,

Рис. 12.21. Профиль горного трубопровода



13—14, 14—15 — продольные уклоны, участок 9—10—11 — выпуклый криволинейный профиль, 11—12 — вогнутый участок, точки 5 и 14 — узкие ущелья. Кроме участков перечисленного вида имеются участки с поперечными уклонами, на которых трубопровод прокладывают в полках.

Таким образом, можно выделить следующие характерные участки: продольный уклон, поперечный уклон, крутой поворот в вертикальной плоскости (выпуклый или вогнутый), плавный поворот в вертикальной плоскости (выпуклый или вогнутый).

Ниже рассматриваются особенности статической работы трубопровода на таких участках.

Продольные уклоны

Трубопровод, расположенный на продольном уклоне, подвергается воздействию следующих основных нагрузок: собственная масса труб и заполняющего их продукта, внутреннее давление и температура перекачиваемого продукта, давление оползающего грунта.

Перемещения и усилия в трубе от массы труб и продукта. Перемещения и напряжения в трубопроводе зависят от способа производства работ.

Сначала рассмотрим случай, когда угол уклона равен или больше предельного значения $\alpha_{пр}$.

Если $\alpha > \alpha_{пр}$ (рис. 12.22), то незакрепленный трубопровод будет сползать. При закреплении трубопровода на вершину уклона усилие в трубопроводе в сечении I—I будет

$$P = ql(\sin \alpha - \cos \alpha f), \quad (12.10)$$

где q — вес 1 см длины трубопровода; α — угол уклона, f — коэффициент трения трубопровода о грунт; l — длина трубопровода на продольном уклоне.

Продольное усилие, определяемое выражением (12.10), будет в трубопроводе и после снятия удерживающего усилия и замыкания стыка на вершину уклона. По длине труб усилие P распределяется по треугольной эпюре.

При $\alpha < \alpha_{пр}$ касательные напряжения по контакту труба — грунт будут определяться зависимостью

$$\tau(x) = -k_u u(x), \quad (12.11)$$

где k_u — коэффициент постели грунта на сдвиг, $u(x)$ — перемещение сечения x .

Рассматривая условия равновесия элемента dx , выделенного из трубопровода (см. рис. 12.23), приходим к уравнению

$$\frac{d^2u}{dx^2} - \frac{Ak_u}{EF} - \frac{q \sin \alpha}{EF} = 0, \quad (12.12)$$

где A — длина части окружности трубы, опирающейся на грунт, F — площадь сечения трубы.

Общее решение неоднородного дифференциального уравнения (12.12) имеет вид

$$u = C_1 \operatorname{sh} \beta x + C_2 \operatorname{ch} \beta x - \frac{q \sin \alpha}{k_u A}, \quad (12.13)$$

где

$$\beta^2 = \frac{k_u A}{EF}. \quad (12.14)$$

Используя граничные условия

$$x=0, \quad \frac{du}{dx} = 0 \quad \text{и} \quad x=l, \quad u=0$$

найдем C_1 и C_2 , и

$$u = -\frac{q \sin \alpha}{k_u A} \left(1 - \frac{\operatorname{ch} \beta x}{\operatorname{ch} \beta l} \right) \quad (12.15)$$

По формуле (12.15) можно получить перемещение любого сечения трубопровода при закрепленном верхнем конце.

Усилие в сечении x найдем, учитывая, что $du/dx = P/EF$.

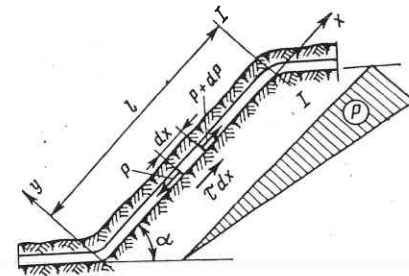


Рис. 12.22. Схема к расчету усилий в трубопроводе на продольном участке

Принимая во внимание (12.11) и (12.15), получаем

$$P(x) = \frac{q \sin \alpha}{\beta} \cdot \frac{\text{sh } \beta x}{\text{ch } \beta l} \quad (12.16)$$

Из выражения (12.16) видно, что наибольшим будет усилие при $x = l$. Далее рассмотрим случай монтажа трубопровода снизу вверх.

Аналогично изложенному выше приходим к уравнению (12.17), в котором C_1 и C_2 определяются при граничных условиях

$$x=0, u=0; \quad x=l; \quad \frac{du}{dx} = 0.$$

Найдя C_1 и C_2 , получим выражение для перемещений трубопровода:

$$u = -\frac{q \sin \alpha}{k_u A} \left[1 - \frac{\text{ch } \beta(l-x)}{\text{ch } \beta l} \right] \quad (12.18)$$

Знак «минус» в выражении (12.18) указывает на то, что на трубопровод действуют сжимающие усилия. Усилие в любом сечении найдем из условия

$$\frac{du}{dx} = \frac{P}{EF} \quad (12.19)$$

Приняв во внимание (12.18), получаем

$$P(x) = \frac{q \sin \alpha}{\beta} \cdot \frac{\text{sh } \beta(l-x)}{\text{ch } \beta l} \quad (12.20)$$

Влияние внутреннего давления на усилия в трубопроводе

Перемещения и усилия, рассмотренные выше, формируются в трубопроводе до создания в нем внутреннего давления p , после чего в трубопроводе появляются дополнительные продольные усилия. Они вызывают дополнительное перемещение труб на продольном уклоне.

На рис. 12.23 показана схема трубопровода, из которой видно, что на участках l трубопровод расположен на продольном уклоне, а на участке l_0 оба уклона соединены горизонтальным участком, пересекающим балку или ущелье.

Расчетная схема работы участков при наличии внутреннего давления показана на рис. 12.24. К концу участка l приложена продольная сила от внутреннего давления:

$$P_0 = \frac{\pi D_{вн}^2}{4} p (1 - \cos \alpha). \quad (12.21)$$

Рассматривая условие равновесия элемента труб dx как в первом случае (рис. 12.23), получим уравнение вида (12.13), в котором C_1 и C_2 находим из условия

$$x=0, \quad \frac{du}{dx} = -\frac{P_0}{EF}; \quad x=l, \quad u=0 \quad (12.22)$$

Выполнив вычисления, получим

$$u = -\frac{q \sin \alpha}{k_u A} \left(1 - \frac{\text{ch } \beta x}{\text{ch } \beta l} \right) - \frac{P_0}{\beta EF} \frac{\text{sh } \beta(l-x)}{\text{ch } \beta l} \quad (12.23)$$

Знак «минус» указывает на то, что перемещение направлено в противоположную от оси x сторону.

Продольные усилия в трубе найдем, учитывая условие (12.20):

$$P(x) = P_0 \frac{\text{ch } \beta(l-x)}{\text{ch } \beta l} + \frac{q \sin \alpha}{\beta} \cdot \frac{\text{sh } \beta x}{\text{ch } \beta l}. \quad (12.24)$$

Как видно из этого выражения, при $P_0 = 0$ получаем формулу (12.16). Если труба полностью находится в грунте, то A следует принять равным $\pi D^2/4$.

При получении (12.23) мы предполагали, что ни в одном сечении не может возникнуть предельного сопротивления сдвигу. Однако это не так.

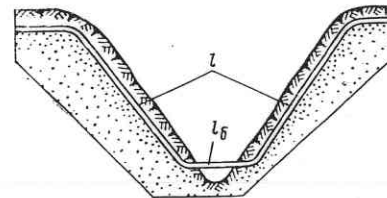


Рис. 12.23. Схема трубопровода в ущелье

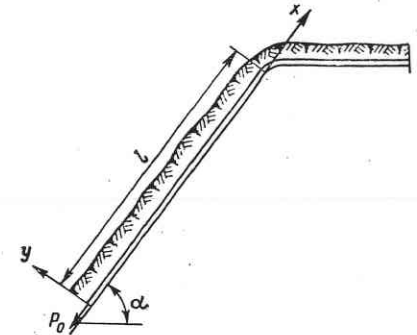


Рис. 12.24. Схема трубопровода на продольном уклоне при наличии граничной силы

При некоторых значениях q и P_0 на участке может возникнуть предельное сопротивление по контакту труба — грунт. Собственно, формулы (12.23) и (12.24) действительны только для сечений, где выполняется условие

$$u \leq -\frac{\tau_{np}}{k_u}. \quad (12.25)$$

Определив по (12.23) u при известных P_0 , q и l и сравнив его с u по (12.19), устанавливаем, будет ли возникать в пределах l пластичная связь. Если такая связь возникает, то для определения u и $P(x)$ можно пользоваться формулами (12.23) и (12.24). В противном случае задача решается аналогично случаю трубопровода конечной длины.

Если на длине l имеется участок пластичной $l_{пл}$ и упругой связи l_1 , то, принимая в (12.23) $x = 0$, а вместо l величину $l - l_{пл}$, получим условие для определения предельной силы $P_{01пр}$, при которой $u = -\tau_{np}/k_u$:

$$P_{01пр} = \frac{q \sin \alpha}{\beta} \left[\frac{\text{ch } \beta(l-l_{пл}) - 1}{\text{sh } \beta(l-l_{пл})} \right] - \frac{\tau_{np} \beta EF}{k_u} \text{th } \beta(l-l_{пл}), \quad (12.26)$$

где l — длина уклона.

Кроме того,

$$P_{01пр} = P_{01} - A \tau_{np} l_{пл}. \quad (12.27)$$

Строя графики зависимости $P_{01пр}$ от $l_{пл}$ по (12.26) и (12.27), в точке пересечения их находим действительные значения $P_{01пр}$ и $l_{пл}$.

При известных $l_{пл}$ и $P_{01пр}$ перемещение конца трубопровода, т. е. в сечении $x = 0$, найдем по формуле

$$u = -\frac{\tau_{np}}{k_u} - \frac{P_0^2 - P_{01пр}^2}{2EF A \tau_{np}}. \quad (12.28)$$

Если трубопровод полностью засыпан грунтом, то $A = \pi D^2/4$.

§ 43. ОСОБЕННОСТИ СООРУЖЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДА НА ОПОЛЗНЕВЫХ УЧАСТКАХ

Общие замечания

Как отмечалось в § 38, горные трубопроводы часто оказываются расположенными в оползневых массивах. Пожалуй, нельзя назвать ни одного другого фактора, оказывающего на трубопровод более опасное воздействие, чем оползающий грунт. Трубопровод, проложенный в теле оползня, в течение какого-то времени кажется работающим в совершенно нормальных условиях. Однако это кажущееся благополучие в какой-то момент кончается совершенно неожиданным разрывом труб.

Это обуславливается прежде всего тем, что развитие оползней происходит очень медленно, иногда по несколько миллиметров в год. При изысканиях иногда не обнаруживают оползней, а иногда успокоенность внешним устойчивым состоянием оползней побуждает изыскателей и проектировщиков сознательно прокладывать трубопровод в оползневом массиве. Однако такая устойчивость оползня оказывается ложной. При ведении строительных работ оползень активизируется, хотя остается и незаметным по внешним признакам, а затем уже в период эксплуатации происходит медленное, временами ускоряющееся движение оползня с расположенным в нем трубопроводом, что приводит к разрушению последнего. Такие явления имели место на газопроводах в Карпатах, на Кавказе.

Так, аэрофотосъемка полосы трассы шириной до 1 км позволяет совершенно четко определить очертания действовавших и действующих оползней по таким внешним признакам, как явно видимая граница оползня, определяемая линией отрыва оползающего грунта от неподвижного. Характерны для оползней и такие признаки, как «пьяный лес», т. е. лес, в котором деревья вследствие деформаций грунта наклонены в различные стороны. Конечно, в любом случае лучшим с точки зрения обеспечения надежности является перенесение трассы из оползня. Однако это может оказаться чрезмерно дорогостоящим мероприятием; тогда следует предусмотреть специальные меры, предотвращающие дальнейшее движение оползня. Чтобы правильно определить степень опасности силового воздействия оползня на трубопровод, необходимо установить основные характеристики оползня, рассчитать напряженное состояние трубопровода и определить время, когда следует ожидать разрушения труб.

Рассмотрим основные случаи силового воздействия оползающего грунта на трубопровод.

Поперечные оползневые подвижки грунта

Пусть трубопровод проложен прямолинейно в оползне на участке l . Если на нем произойдут поперечные подвижки грунта, то трубопровод до некоторого момента будет перемещаться вместе с грунтом, искривляясь по форме жесткой нити под нагрузкой $q(x)$. Поскольку скорость движения различных сечений трубопровода не одинакова, скорость движения грунта относительно движущегося трубопровода для различных сечений также будет неодинаковой.

Если считать, что скорость движения оползающего грунта постоянна во всех сечениях, то при переходе от сечения к сечению скорость движения грунта $v_{гр}$ относительно трубопровода будет определяться разностью между постоянной скоростью $v_{гр}$ и изменяющейся скоростью перемещения трубопровода $v_{тр}$, т. е. условием

$$v_0(x) = v_{гр}(x) - v_{тр}(x). \quad (12.29)$$

Наблюдаются два вида движения оползающих грунтов: очень медленное, имеющее характер ползущего течения, и быстрое, происходящее в форме довольно быстрых подвижек грунта.

Первый вид движения характерен для медленно развивающихся оползней, скорость движения которых составляет несколько сантиметров в год. Это дает основание предположить, что скорость движения грунта растет равномерно ширине оползня, а следовательно, зависимость (12.29) можно принять в качестве рабочей гипотезы, в которой имеется лишь одно допущение: постоянство $v_{гр}$ по ширине оползня.

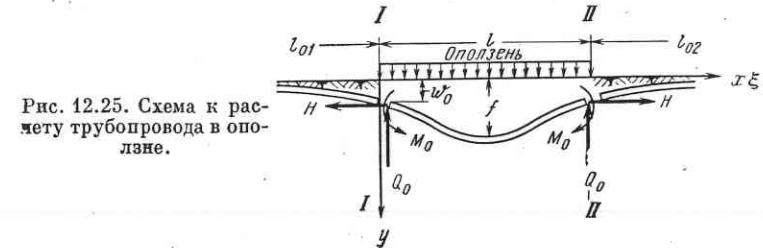


Рис. 12.25. Схема к расчету трубопровода в оползне.

Переходим далее к определению перемещений и напряженного состояния трубопровода, расположенного в оползне. Расчетная схема его показана на рис. 12.25. При составлении дифференциального уравнения изгиба участка l будем иметь в виду, что после образования оползня искривление труб может происходить за счет их удлинения в пределах участка l , а также участков l_0 , примыкающих к нему, и устранения начальной «слабины», образующейся при укладке трубопровода. Кроме того, будем иметь в виду, что граничные условия на концах участка l определяются работой примыкающих участков l_0 , рассматриваемых как полубесконечные балки в упругой среде, свойства которых характеризуются коэффициентами постели k_{u_1} и k_{o_1} на одном берегу оползня и k_{u_2} и k_{o_2} — на другом берегу. С погрешностью 1—2% в определении как перемещений, так и напряженного состояния трубопровода можно принять $k_{o_1} = k_{o_2} = k_0$. Тогда дифференциальное уравнение изгиба запишется в виде

$$EI \frac{d^2y}{dx^2} = M_0 + P(y - w_0) - x \int_0^l \frac{q(x, v_0) dx}{2} + \int_0^x q(\xi, v_0)(x - \xi) d\xi, \quad (12.30)$$

где M_0 — изгибающий момент в сечениях $I-I$ и $II-II$; P — продольное усилие в тех же сечениях; w_0 — прогиб трубопровода в сечениях $I-I$ и $II-II$; $q(x, v_0)$ и $q(\xi, v_0)$ — интенсивность распределенной нагрузки в сечениях x, ξ .

Силовое давление грунта достигает полного значения прежде всего в окрестностях граничных сечений $x = 0$ и $x = l$, так как после проявления упругих деформаций грунта поперечное перемещение трубопровода в сечениях $x = 0$ и $x = l$ практически прекращается. Другие сечения продолжают перемещаться вместе с оползнем, причем по мере уменьшения скорости движения трубопровода в сечениях, более близких к $x = 0$ и $x = l$, возрастает относительная скорость v_0 . И при некотором значении прогиба трубопровода только в сечении $x = l/2$ относительная скорость будет близка к нулю. Поскольку движение оползня будет продолжаться, а движение трубопровода затухать, то постепенно $v_{тр}$ будет стремиться к нулю во всех сечениях, а при полной остановке трубопровода $v_0 = v_{гр}$, т. е. эпюра скорости, а следовательно, и давления грунта

будет равномерной. Именно в этот момент напряженное состояние трубопровода будет наиболее опасным, а перемещения его наиболее значительными.

Принимая в соответствии с изложенным $q = \text{const}$, получим дифференциальное уравнение изгиба (12.30) вида

$$EIy'' = M_0 + P(y - w_0) + \frac{qx^2}{2} - \frac{qlx}{2}. \quad (12.31)$$

Запишем его в форме

$$y'' - k^2 y = \frac{k^2}{P} \left(M_0 - Pw_0 + \frac{qx^2}{2} - \frac{qlx}{2} \right). \quad (12.32)$$

Общее решение неоднородного дифференциального уравнения (12.32) и значения его производных имеют вид:

$$y = C_1 \operatorname{ch} kx + C_2 \operatorname{sh} kx - \frac{q}{P} \left(\frac{M_0}{q} - \frac{Pw_0}{q} + \frac{x^2}{2} - \frac{lx}{2} \right) - \frac{q}{k^2 P}, \quad (12.33)$$

$$y' = C_1 k \operatorname{sh} kx + C_2 k \operatorname{ch} kx - \frac{q}{P} \left(x - \frac{l}{2} \right), \quad (12.34)$$

$$y'' = C_1 k^2 \operatorname{ch} kx + C_2 k^2 \operatorname{sh} kx - \frac{q}{P} = \frac{M(x)}{EI}. \quad (12.35)$$

Произвольные постоянные C_1 и C_2 определим из граничных условий

$$x=0, y=w_0; \quad x=l, y=w_0, \quad (12.36)$$

$$C_1 = \frac{M_0}{P} + \frac{q}{k^2 P}, \quad (12.37)$$

$$C_2 = - \left(\frac{M_0}{P} + \frac{q}{k^2 P} \right) \operatorname{th} k \frac{l}{2}. \quad (12.38)$$

В выражениях (12.31)–(12.35) принято:

E — модуль упругости; I — момент инерции сечения труб,

$$k^2 = \frac{P}{EI}, \quad (12.39)$$

P — продольное усилие в трубопроводе; M_0 — изгибающий момент в сечениях $I-I$ и $II-II$.

Значение прогиба участка l определится из (12.33) при $x = l/2$:

$$f = \frac{ql^2}{8P} - \left(\frac{M_0}{P} + \frac{q}{k^2 P} \right) \frac{\operatorname{ch} k \frac{l}{2} - 1}{\operatorname{ch} k \frac{l}{2}} + w_0, \quad (12.40)$$

где

$$w_0 = \frac{2\alpha}{k_0 D_H} \left(\frac{ql}{2} + \alpha M_0 \right) \quad (12.41)$$

— прогиб конца полубесконечного трубопровода;

$$\alpha = \sqrt[4]{\frac{k_0 D_H}{4EI}}. \quad (12.42)$$

Здесь k_0 — коэффициент постели грунта при сжатии.

Значение изгибающего момента в сечении $x = l/2$ определится из (12.35):

$$M_c = \left(M_0 + \frac{q}{k^2} \right) \frac{1}{\operatorname{ch} k \frac{l}{2}} - \frac{q}{k^2}. \quad (12.43)$$

В уравнения (12.40) и (12.43) входят неизвестные M_0 и P . M_0 определяется из условий совместной работы участка l , рассматриваемого как жесткая нить, и участка l_0 , рассматриваемого как полубесконечная балка в упругой среде, нагруженная на конце поперечной силой $Q_0 = ql/2$ и моментом M_0 .

Имея в виду, что угол поворота сечения $I-I$ со стороны балки в упругой среде

$$y'_0 = - \frac{2\alpha^2}{k_0 D_H} \left(\frac{ql}{2} + 2\alpha M_0 \right), \quad (12.44)$$

а угол поворота того же сечения со стороны участка l , рассматриваемого как жесткая нить, в соответствии с (12.34)

$$y'_n = - \frac{M_0 k}{P} \operatorname{th} k \frac{l}{2} - \frac{q}{P} \operatorname{th} k \frac{l}{2} + \frac{ql}{2P} \quad (12.45)$$

и учитывая, что $y'_0 + y'_n = 0$, получаем

$$M_0 = \frac{\frac{ql}{2P} - \frac{\alpha^2 ql}{k_0 D_H} - \frac{q}{kP} \operatorname{th} k \frac{l}{2}}{\frac{4\alpha^3}{k_0 D_H} + \frac{k}{P} \operatorname{th} k \frac{l}{2}}. \quad (12.46)$$

Таким образом, неизвестным остается лишь продольное усилие P , для определения которого будем иметь в виду, что полное удлинение участка l

$$u = \frac{Pl}{EF} + u_{01} + u_{02} + u_{сл}, \quad (12.47)$$

где u_{01} , u_{02} — продольные перемещения соответственно участков l_{01} и l_{02} ; $u_{сл}$ — продольное перемещение труб за счет слабину участка l , которое можно принять равным 1–1,5 см на каждые 100 м длины трубопровода. Значения u_{01} и u_{02} находим по формулам (6.48) и (6.49) в зависимости от P , принимая для l_{01} коэффициент k_{u1} , а для l_{02} — k_{u2} .

Имея в виду, далее, что величина u может быть определена из условия

$$u = \frac{1}{2} \int_0^l (y'')^2 dx, \quad (12.48)$$

приравняем (12.47) и (12.48) и находим P .

Существенно упрощается решение, если вместо (12.48) принять приближенную зависимость

$$u = \frac{\pi^2 f^2}{4l} \quad (12.49)$$

В этом случае, приравняв (12.47) и (12.48), находим

$$f = \frac{2}{\pi} \sqrt{\frac{Pl^2}{EF} + u_{01}l + u_{02}l + u_{сл}l}. \quad (12.50)$$

Задавая последовательно значения $P \leq P_{пр\ 01}$ (см. § 30), по (12.50) находим соответствующие значения P величине f .

Принимая ряд значений $P > P_{пр 01}$, необходимо учитывать, что на участках l_{01} и l_{02} возникают зоны предельно напряженного грунта.

Найдя для различных P значения u_0 по формуле (12.50), определяем соответствующие им значения f .

Затем для тех же значений P находим f по формуле (12.40). Совмещая на одном графике обе зависимости f от P , находим одновременно фактическое значение P_ϕ и f_ϕ в точке пересечения двух кривых (рис. 12.26). После этого изгибающие моменты и другие усилия определяем по формулам,

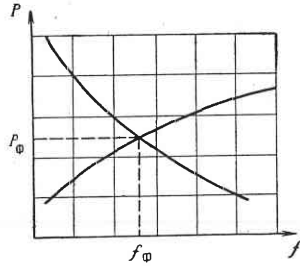


Рис. 12.26. График для определения P_ϕ и f_ϕ

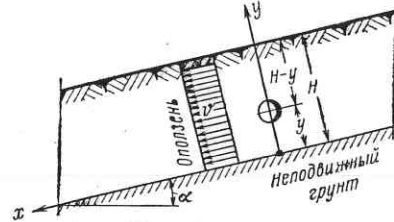


Рис. 12.27. Схема трубопровода в оползне

приведенным выше. В них входит также и величина q — силовое воздействие оползающего грунта на цилиндр (трубопровод) при поперечном его обтекании. Она зависит от скорости движения грунта. Если движение грунта имеет характер ползучего течения, то силовое давление грунта можно найти по формуле

$$q = \frac{4\pi\eta v}{2 - \ln \text{Re}}, \quad (12.51)$$

$\text{Re} = vD_n/\nu$ — число Рейнольдса (здесь D_n — наружный диаметр труб; ν — кинематический коэффициент вязкости); v — скорость движения оползающего грунта на глубине расположения трубопровода; η — динамический коэффициент вязкости.

Таким образом, для определения q необходимо знать скорость движения оползня v и динамический коэффициент вязкости η .

Скорость движения оползня находим по рекомендациям, приведенным в [1]:

$$v = \frac{\gamma_{ест}}{\eta} \left(Hy - \frac{y^2}{2} \right) (\sin \alpha - \cos \alpha \operatorname{tg} \varphi) - \frac{c}{\eta} y, \quad (12.52)$$

где φ — угол внутреннего трения оползающего грунта; c — коэффициент сцепления грунта. Остальные обозначения ясны из рис. 12.27.

Для оползающих грунтов, сложенных вязко-пластичными глинами, скорость v определяют из (12.52), принимая $c = 0$ и $\varphi = 0$, т. е.

$$v = \frac{\gamma_{ест}}{2\eta} y^2 \sin \alpha. \quad (12.53)$$

Динамический коэффициент вязкости η устанавливается лабораторными исследованиями.

Оползневые подвижки грунта на продольных уклонах

Подвижки могут быть значительными с переходом массы грунта, окружающего трубопровод, в предельное напряженное состояние (первый случай) и незначительными, когда они имеют упругий характер (второй случай).

1. При подвижках грунта одновременно вдоль всего уклона длиной l (рис. 12.23): одна часть трубопровода будет растянута, а другая — сжата.

Для определения напряжений в трубопроводе составим уравнение равновесия выделенного из него элемента:

$$\pi D_n \tau_{пр} dx = dP, \quad (12.54)$$

где P — продольное усилие в трубопроводе.

Имея в виду, что $P = \sigma F$, а также учитывая зависимости

$$\sigma = \epsilon E; \quad \epsilon = \frac{du}{dx}, \quad (12.55)$$

где u — перемещение трубопровода в сечении x , представим (12.54) в виде

$$\frac{d^2 u}{dx^2} - \frac{\pi D_n \tau_{пр}}{EF} = 0. \quad (12.56)$$

Интеграл уравнения (12.56)

$$u = -\frac{\pi D_n \tau_{пр} x^2}{2EF} + C_1 x + C_2. \quad (12.57)$$

C_1 и C_2 определяются из граничных условий. В соответствии с рис. 12.22 граничные условия имеют вид

$$x=0, u=0, \quad x=l, u=0.$$

Найдя C_1 и C_2 из (12.57), получим

$$u = -\frac{\pi D_n \tau_{пр}}{2EF} (xl - x^2). \quad (12.58)$$

Из выражения для производной

$$\frac{du}{dx} = -\frac{\pi D_n \tau_{пр}}{2EF} (l - 2x) \quad (12.59)$$

видно, что в сечении трубопровода $x = 0.5 l$ деформация отсутствует, т. е. напряжения равны нулю. Верхняя половина трубопровода на продольном уклоне будет растянутой, а нижняя половина — сжатой.

Напряжения в любом сечении найдем, полагая

$$\frac{du}{dx} = \frac{P}{EF}. \quad (12.60)$$

С учетом (12.59) найдем:

$$P(x) = -\frac{\pi D_n \tau_{пр}}{2} (l - 2x). \quad (12.61)$$

Наибольшие растягивающие напряжения будут при $x = l$.

2. Подвижки грунта имеют упругий характер. Касательные напряжения по контактной поверхности определяются зависимостью, предложенной автором:

$$\tau(x) = k_u (u_k - u), \quad (12.62)$$

где k_u — коэффициент постели грунта на сдвиг; u_k — ожидаемая (вероятная) подвижка грунта, но не более предельной; u — перемещение трубопровода в сечении x ; значение $\tau(x)$ должно удовлетворять условию

$$\tau(x) < \tau_{пр}. \quad (12.63)$$

В соответствии с рис. 12.23

$$\pi D_n \tau(x) dx = dP. \quad (12.64)$$

Учитывая (12.55), уравнение (12.64) можно представить в форме

$$\frac{d^2 u}{dx^2} + \beta^2 u - \beta^2 u_k = 0, \quad (12.65)$$

где

$$\beta = \sqrt{\frac{\pi D_n k_u}{EF}}.$$

Решение (12.65) имеет вид

$$u = C_1 \cos \beta x + C_2 \sin \beta x + u_k. \quad (12.66)$$

Обозначив полную длину уклона l , произвольные постоянные C_1 и C_2 найдем, используя граничные условия $x = 0, u = 0$; $x = l, u = 0$.

Подставив постоянные в (12.66), получим уравнение перемещений

$$u = u_k \left[\frac{\sin \beta l (1 - \cos \beta x) - \cos \beta x (1 - \cos \beta l)}{\sin \beta l} \right]. \quad (12.67)$$

Усилия в любом сечении найдем, полагая

$$\frac{du}{dx} = \frac{P}{EF},$$

откуда

$$P = \beta EF u_k \left[\sin \beta x - \frac{\cos \beta x (1 - \cos \beta l)}{\sin \beta l} \right]. \quad (12.68)$$

Беря производную от (12.67), видим, что деформация трубопровода равна нулю при $x = 0,5 l$; верхняя половина трубопровода растянута, а нижняя — сжата.

Защита трубопровода от воздействия оползней

Лучше всего при строительстве трубопровода обойти оползень. Однако если трубопровод уже уложен в своевременно не обнаруженный оползень или если последний образовался после сооружения трубопровода, то нужно всесторонне рассмотреть комплекс возможных мер по защите трубопровода.

Все принимаемые мероприятия можно подразделить на две группы: срочные и капитальные.

Цель срочных мер — предотвратить возможное разрушение труб на какой-то период, необходимый для разработки и практической реализации схемы капитального ремонта оползневого участка.

Рассмотрим возможные срочные мероприятия.

Прежде всего необходимо точно установить плановое очертание оползня. Допустим, что службой эксплуатации обнаружен оползень, очертания которого показана линией 1 на рис. 12.28. Если сразу начать борьбу с этим оползнем, то она может оказаться беспредельной, так как на самом деле оползень 1 — это ложный оползень, возникший в теле другого — более мощного оползня 2. Но вследствие того, что линия отделения (линия 2) оползня может быть рас-

положена на удалении в несколько сот метров от оси труб, то этот оползень не был своевременно обнаружен. Значит, необходимо обследовать прилегающую территорию на большой площади и убедиться в том, что оползень 1 — ложный, а не настоящий.

Как отмечалось выше, смещение труб в оползне приводит к возникновению в нем дополнительных усилий P и M . При этом труба на участке l растягивается и образуется стрелка прогиба f (рис. 12.29, а). Если снять нагрузку q , то труба переместится из положения 1 в положение 2, и соответственно уменьшатся P и M .

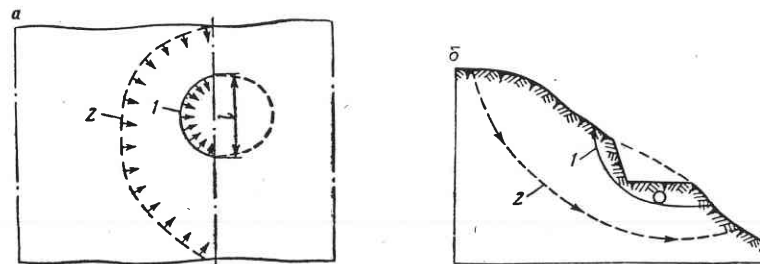


Рис. 12.28. Возможные схемы образования оползней:

а — план; б — профиль

Уменьшение продольного усилия P_1 можно найти из условия

$$P_1 = \frac{\pi^2 EF (f_0^2 - f_1^2)}{4l^2}. \quad (12.69)$$

Таким образом, в трубе при уменьшении стрелки прогиба на f_1 будет действовать продольное усилие $P = P_0 - P_1$, где P_0 — усилие при стрелке f_0 , определяемое от давления оползающего грунта (см. «Поперечные оползневые подвижки грунта»), а P_1 — по (12.69).

Технологически эту операцию можно выполнить, устроив траншею вдоль всего участка, как показано на рис. 12.29, б. Во избежание повреждения труб грунт следует убирать, отступив примерно 1 м от трубы. Разрабатывать траншею лучше бульдозером, так как при этом обеспечивается ширина по дну до 5—6 м. После подвижки трубопровода остается запас траншеи f_3 .

Одновременно с устройством траншеи проводится комплекс мероприятий по отводу поверхностного стока воды с тем, чтобы уменьшить обводнение оползающего грунта и тем самым увеличить коэффициент устойчивости. Кстати, это мероприятие может приостановить движение оползня или, по крайней мере, замедлить скорость его движения.

После выполнения срочных мер нужно приступить к капитальным мероприятиям:

определить очертание поверхности скольжения или глубину оползня до коренных устойчивых пород. Глубину устойчивых пород определяют по результатам бурения нескольких скважин. При отборе проб грунта определяют физико-механические характеристики: φ , $\gamma_{ест}$ и c (угол внутреннего трения, объемный вес и сцепление). Устанавливают зависимость c и φ от влажности грунта; найти средний коэффициент устойчивости оползня в момент выполнения полевых исследований (см. [1]);

определить напряженное состояние трубопровода в оползне и предельно допустимую стрелку прогиба по условию прочности труб;
установить вероятное время t наступления опасного состояния для труб;
разработать проект закрепления оползня.

Вероятное время активизации стабилизировавшегося, т. е. временно прекратившего движения оползня, можно установить следующим образом.

Сначала необходимо определить средний годовой коэффициент устойчивости оползня в начальное время $k_{ср. нач}$. Далее определить среднюю скорость необратимых изменений коэффициента устойчивости склона $\Delta k_{ср. нач}$ в начальный момент времени и сделать прогноз $\Delta k_{ср. t}$ на расчетный период времени t , а затем среднюю годовую амплитуду отклонения коэффициента устойчивости склона $A_{ср}$ и наибольшее ее значение A_{max} за период t .

Имея эти данные, устанавливаем возможность образования оползня из условия

$$k_{ср. кон} = k_{ср. нач} - t \Delta k_{ср. t}, \quad (12.70)$$

где $k_{ср. нач}$, $k_{ср. кон}$ — коэффициент устойчивости склона соответственно в начальный и конечный для расчетного срока t моменты времени; $\Delta k_{ср. t}$ — среднегодовое за период t уменьшение коэффициента устойчивости склона.

При $k_{ср. кон} - A_{max} > 1$ оползень маловероятен; при $k_{ср. кон} - A_{max} < 1$ оползень возможен; при $k_{ср. кон} - A_{ср} < 1$ вероятность оползня велика.

Рис. 12.29. Схемы уменьшения силового воздействия оползня на трубопровод:

а — статическая схема; б — схема траншей

Вероятное время смещения оползня от начала прогноза (лет) определяется из условия

$$t_{оп} \approx \frac{k_{ср. нач} - A_{max} - 1}{\Delta k_{ср. t}}. \quad (12.71)$$

Причем наиболее вероятно наступление оползни в период между

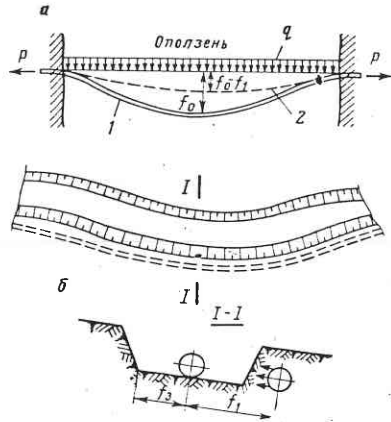
$$t_n = \frac{k_{ср. нач} - A_{max} - 1}{\Delta k_{ср. t}} \quad (12.72)$$

и

$$t_k = \frac{k_{ср. нач} - A_{ср} - 1}{\Delta k_{ср. t}}. \quad (12.73)$$

Приведем пример прогноза. Пусть определено, что $t = 5$ лет. По фактическим данным φ , c , $\gamma_{ест}$ и известному очертанию поверхности скольжения оползня находим $k_{ср. нач}$; пусть $k_{ср. нач} = 1,15$. Определяем в течение первых 1—2 лет, что необратимое среднегодовое уменьшение $k_{ср. t} = 0,05$. Среднее годовое отклонение амплитуды коэффициента устойчивости $A_{ср} = \pm 0,05$, максимальное $A_{max} = 0,1$.

По (12.72) находим $t_n = 1$ год и по (12.73) — $t_k = 2$ года, т. е. в течение ближайших 2 лет следует ожидать активизации оползня. В этот период и должны быть проведены противооползневые работы.



В числе основных мер по борьбе с оползнями можно назвать следующие: перехват поверхностных и грунтовых вод, устройство буронабивных железобетонных свай, прорезающих оползень и входящих на 2—3 м в коренной грунт. В некоторых случаях (при малых оползнях) неплохие результаты может дать устройство подпорных стенок.

Глава 13

СТРОИТЕЛЬСТВО ТРУБОПРОВОДОВ НА БОЛОТАХ

При строительстве трубопроводов на болотах применяют все существующие в настоящее время конструктивные схемы укладки трубопроводов.

Подземная схема. Трубопровод укладывают в грунт на глубину, превышающую диаметр труб.

Полуподземная и наземная схемы. Трубопровод укладывают в грунт на глубину менее диаметра, а выступающую часть труб засыпают грунтом.

При наземной — трубопровод укладывают на поверхности спланированного грунта.

Наземная схема. Трубопровод укладывают выше поверхности грунта на опорах. На переходах трубопроводов через болота обычно укладывают одну нитку трубопровода. Однако на болотах II и III типов (классификацию болот см. в § 44) при ширине болота более 500 м допускается прокладка резервной нитки.

Возможность применения той или иной схемы в конкретных условиях определяется типом болота, его естественным состоянием, а также изменением физико-механических свойств грунта под воздействием трубопровода. Необходимо иметь в виду, что и технология строительства может оказать существенное положительное или отрицательное влияние на взаимодействие труб и окружающего их грунта.

В отличие от трубопроводов, уложенных в плотных грунтах, трубопроводы, уложенные на болотах по подземной или наземной схемам, с течением времени изменяют свое первоначальное положение. Это объясняется чрезвычайно сильной сжимаемостью болотистых (торфяных) грунтов под воздействием даже незначительных уплотняющих нагрузок. Поскольку в период эксплуатации в трубопроводе возникают продольные усилия, то они обуславливают более значительные поперечные перемещения труб.

§ 44. КЛАССИФИКАЦИЯ БОЛОТ

По строению и условиям образования болота классифицируют следующим образом:

верховые болота (наиболее распространенные в СССР). Находятся в зонах избыточного увлажнения, имеют выпуклую форму поверхности. Болота обычно имеют незначительный лесной покров;

низинные болота. Их характерные признаки: вогнутая поверхность; богатое грунтовое водно-минеральное питание; растительный осоковый или осоково-гипсовый микроландшафт;

переходные болота, не имеющие четко выраженного рельефа поверхности.

Верховые болота имеют глубину торфяного слоя (h) от 0,5 до 7 м. Для них характерны следующие микроландшафты: лесной ($h = 2 \div 5$ м); сосново-

кустарниковый; мохово-лесной ($h = 1,5 \div 5,5$ м); травяно-моховой ($h = 0,5 \div 2$ м); шейхцериево-сфагновый ($h = 1 \div 3$ м); моховой ($h = 1,5 \div 7$ м); комплексный ($h = 3 \div 7$ м); грядово-мочажинный ($h = 0,5 \div 2$ м). Болота с верховым микроландшафтом занимают до 70% всех площадей верховых болот.

Для низинных болот характерны микроландшафты: черноольховый ($h = 1 \div 3$ м); березово-тростниковый ($h = 1 \div 2$ м); березово-кустарниковый ($h = 1 \div 1,5$ м); травяно-лесной ($h = 1 \div 2$ м); кустарниковый ($h = 1 \div 2$ м); травяной ($h = 1 \div 3$ м); хвощовый ($h = 0,5 \div 1$ м); тростниковый и тростниково-осоковый ($h = 2 \div 4$ м); травяно-моховой ($h = 1 \div 3$ м); осоково-глинистый ($h = 0,5 \div 1$ м).

По микроландшафту болота можно судить о предполагаемой его глубине, что очень важно для разработки технологии строительства трубопровода. Классификация болот применительно к трубопроводному строительству основывается на следующих предпосылках:

для трубопроводов, которые оказывают давление на грунт порядка $0,02 - 0,04$ кгс/см², важна несущая способность как торфяного слоя, так и покрова болота. Первая необходима для прогнозирования поведения трубопровода после укладки его в слое торфа, а вторая — для определения проходимости машин и механизмов в строительный период;

все болота непроходимы для обычных колесных машин; проходимость болот для гусеничных машин определяется несущей способностью торфяного слоя и слявины.

Институтом Гипроспецгаз совместно с Ленинградским гидрологическим институтом была проведена большая работа по выявлению типов болот, изучению их свойств и составлена классификация болот применительно к трубопроводному строительству.

В ее основу положена проходимость болот для строительных машин. Все болота подразделяются на три типа: I тип — болота, целиком заполненные торфом, допускающие работу и неоднократный проход машин и механизмов с удельным давлением $0,2 \div 0,3$ кгс/см²; II тип — болота, целиком заполненные торфом, допускающие работу машин с удельным давлением до $0,1$ кгс/см²; III тип — болота, допускающие работу только плавучих машин и механизмов.

Тип болота можно легко определить по его микроландшафту. При проектировании трубопровода тип болота устанавливают на основании дешифровки материалов аэрофотосъемки, произведенной в период изысканий, а во время строительства — на основании изучения микроландшафта на месте. Классификация болот приведена в табл. 13.1.

Анализируя опыт строительства трубопроводов на болотах, мы пришли к выводу, что болота нужно классифицировать также с точки зрения сложности производства строительных работ при сооружении трубопроводов, а не только по проходимости по ним строительных машин.

I тип: 1) болота, целиком заполненные торфом устойчивой консистенции, и участки болотистых грунтов, допускающие работу и неоднократный проход строительных машин с удельным давлением на грунт $q \geq 0,25$ кгс/см²;

2) болота, заполненные торфом неустойчивой консистенции при глубине торфа до 0,7 м, подстилаемые плотным минеральным грунтом, допускающим работу обычных строительных машин и механизмов. Ширина болота по створу перехода до 500 м. Несущая способность поверхности болота $0,05 < q < 0,25$ кгс/см²;

Таблица 13.1

Классификация болот

Вид болотного микроландшафта	Тип болот		Вид болотного микроландшафта	Тип болот	
	слабо увлажненные	сильно увлажненные		слабо увлажненные	сильно увлажненные
Лесные верховые всех типов	I	I	Лесные сосново-березово-осоково-сфагновые	II	II
Травяные канаречниковые	I	I	Лесные: сосново-березово-глинистые	II	II
Моховые сфагново-кустарниковые	I	I	Травяно-лесные низинные всех типов	II	II
Мохово-лесные переходные и верховые всех типов	I	I	Кустарниковые: ивовые	II	II
Травяные: ветвико-осоковые	I	I	кустарниково-тростниково-осоковые	II	III
Травяно-моховые: низинные всех типов	I	II	Травяные: тростниково-осоковые	II	III
переходные осоково-сфагновые	I	II	пушицевые (низинные)	II	III
Моховые: глинисто-осоковые	I	II	Травяно-моховые пушицево-сфагновые (переходные)	II	III
сфагново-кустарниково-пушицевые	I	II	Лесные черноольховые	III	III
Лесные: еловые	I	II	Травяные: хвощовые		
березовые	I	III	вахшовые		
Кустарниковые: кустарниково-осоковые	I	III	тростниковые	III	III
кустарниково-осоково-глинистые	I	III	Моховые глинистые		
Травяные: осоково-пушицевые	I	III			
пушицевые (верховые)					

3) болота глубиной до 1,5 м на минеральном основании, целиком заполненные торфом, допускающие работу и проезд машин с удельным давлением на грунт $q \geq 0,1$ кгс/см². Ширина болота в створе перехода до 250 м.

II тип: 1) болота, заполненные торфом неустойчивой консистенции, при глубине торфа до 0,7 м, подстилаемые минеральным грунтом. Ширина болота более 500 м. Несущая способность болота $0,05 < q < 0,25$ кгс/см²;

2) болота, целиком заполненные торфом, допускающие работу и проезд машин с удельным давлением до $0,1$ кгс/см². Ширина болота до 1 км.

III тип: 1) болота, допускающие работу только специальных плавучих машин и механизмов или обычных машин на понтонах (кроме указанных в п. 2 I типа и п. 1 II типа);

2) болота, целиком заполненные торфом, допускающие работу и проезд машин с удельным давлением до 0,1 кгс/см² при ширине болота более 1 км. В зависимости от типа болот участки трубопровода относят в соответствии с требованиями главы СНиП II-45—75 к следующим категориям (табл. 13.2).

Таблица 13.2

Категории участков

Тип болота	Газопровод			Нефтепровод и продуктопровод		
	подземный	наземный	надземный	подземный	наземный	надземный
I	III	III	III	III	III	III
II	II	III	III	II	II	III
III	I	II	II	I	I	II

Таким образом, тип болота определяет не только технологическую схему выполнения работ, но и те требования, которые должны предъявляться к прочности и устойчивости трубопроводов.

§ 45. РАЗРАБОТКА ТРАНШЕЙ НА БОЛОТАХ

Разработка траншей производится только в случае прокладки трубопровода по подземной или полуподземной схемам.

В практике трубопроводного строительства применяется много различных технологических схем разработки траншей. Проведенный нами анализ отечественного и зарубежного опыта позволил классифицировать все существующие методы и представить их в виде пяти технологических схем.

Схема 1

Траншея разрабатывается зимой. При толщине торфа до 1 м болото обычно полностью промерзает, и все работы, связанные с устройством траншей, укладкой и засыпкой трубопровода, выполняются без устройства лежневых дорог и без применения щитов для прохождения экскаваторов.

При большой толщине торфяного слоя, даже в очень сильные морозы, болота промерзают на незначительную глубину. Это объясняется тем, что положительная температура в них поддерживается за счет тепла, выделяющегося при разложении органических остатков. В таких случаях можно применить метод замораживания экскаваторной колеи. За несколько дней до начала земляных работ снег на поверхности болота по трассе перехода на полосу шириной 5—6 м уплотняют тракторами. Толщина промерзшего уплотненного слоя должна быть не менее 20—30 см. Разработку траншей с замороженной таким образом колеи выполняет экскаватор с обратной лопатой, отступая назад. Опыт строительства на болотах I и II типов показал, что в зимний период возможна разработка траншей и роторными экскаваторами.

При строительстве трубопроводов в зимний период, если глубина промерзания болот незначительна, скорость разработки траншей должна быть согласована со скоростью движения изоляционно-укладочной колонны. Задержка с укладкой в отрытую траншею труб ведет к обрушению замерзшего верхнего

пласта болотистого грунта и «заплыванию» траншей. Как показал опыт работ в Тюменской области, расстояние между экскаватором и изоляционной колонной, идущей впереди, не должно быть более 200—250 м.

На некоторых болотах, где процесс разложения органических остатков весьма интенсивен и протекает с выделением большого количества тепла, намороженную корку получить трудно, для этого необходимо в течение довольно длительного времени послойно намораживать уплотняемый снег.

Схема 2

Разработка траншей в болотах всех типов, особенно в труднопроходимых болотах III типа, может быть осуществлена взрывным способом.

Траншеи разрабатывают с помощью шнурового заряда из отходов пироксилинового пороха. Непрерывный заряд пироксилинового пороха, помещенный в воду, хорошо детонирует от взрыва промежуточного заряда бризантного ВВ, например тротила, гексагена. Поэтому пироксилиновый порох используют при разработке траншей в болотах, а также подводных траншей в различных водоемах. Технология разработки траншей заключается в следующем.

По оси будущей траншеи отрывают с помощью плужного канавкопателя или иным способом канаву глубиной 0,6 м, которая быстро заполняется водой. Если предполагаемая траншея проходит по заболоченному лесу, рытье канавы даже небольшой глубины сильно затруднено. В этом случае ее разрабатывают взрывом небольших поверхностных зарядов из расчета 1 кг взрывчатки на 1 м канавы.

Изготавливают шнуровой заряд из отдельных зарядов длиной 0,5—1,6 м и диаметром 7—20 см в упаковке из хлопчатобумажной ткани. Заряды укладывают в заполненную водой канавку и соединяют между собой, создавая сплошной шнуровой заряд. Отдельные заряды могут быть соединены еще до укладки и опущены в канаву уже в виде шнура. Следует иметь в виду, что диаметр шнурового заряда не должен быть меньше так называемого критического. В табл. 13.3 приведены критические диаметры зарядов; при меньших диаметрах зарядов детонация становится неустойчивой.

В качестве детонаторов используют заряд водостойчивого ВВ массой 0,4—0,6 кг. Иницирующий заряд ВВ помещают у одного из концов шнурового заряда.

Уложенный в заполненную водой канаву шнуровой заряд взрывается от детонации при взрыве иницирующего ВВ. Взрывами траншею разрабатывают участками длиной 100—200 м. В результате взрыва образуется траншея, глубина которой примерно в 3 раза больше глубины заложения шнурового заряда. Ширина траншеи получается 5—7 м, что создает условия для выполнения работ по укладке трубопровода с поверхности воды или сплавам.

Схема 3

Трубопровод укладывают в слой торфа, несущая способность болота допускает работу специальных, а в некоторых случаях даже обычных экскаваторов без использования щитов.

Таблица 13.3

Критические диаметры шнуровых зарядов

Марка пороха	Критический диаметр, см
ВТ, ВЛ, 4/1, 5/7 7/7—9/7 12/7	6 12—15 15—20

Траншею разрабатывают экскаватором, оборудованным обратной механической лопатой или драглайном. Работа не отличается от выполняемой в нормальных условиях; необходимо только по возможности уменьшить число ходов экскаватора и других машин по одной и той же колее. Дело в том, что поверхность болот покрыта так называемой слявиной, которая распределяет нагрузку от работающей машины на большую площадь и глубину; после нескольких проходов экскаватора по одной и той же колее сплошность слявины нарушается и несущая способность болота резко снижается.

Разрабатывают траншею от одного берега к другому. Для строповки работающего экскаватора необходимо иметь на берегу дежурный трактор или бульдозер, который мог бы в любое время с помощью троса, заранее закрепленного за экскаватор или бульдозер, отбуксировать его на твердый грунт.

Схема 4

Несущая способность болота такова, что на нем невозможна работа даже специальных экскаваторов без устройства лежневых дорог или без применения щитов (болота II типа). В этом случае можно применить один из следующих вариантов.

В а р и а н т 1. Разработка траншей ведется экскаваторами со специальными щитами.

Экскаватор передвигается по створу траншеи на инвентарных щитах, изготовляемых на месте работ из бревен или металлических труб. Чаще используют щиты из двух — трех бревен диаметром 18—24 см и длиной 6 м. Для обеспечения работы экскаватора требуется 6—8 щитов из трех бревен и 10—12 щитов из двух бревен.

Работа со щитами очень сложна и на 60—80% снижает производительность экскаватора, так как более половины всего рабочего времени уходит на перекладку щитов.

В а р и а н т 2. Траншею разрабатывают экскаватором, установленным на салазках из труб.

Салазки с экскаватором передвигаются по створу траншеи одним — двумя тракторами при помощи тягового троса (рис. 13.1).

Экскаватор 1, оборудованный обратной лопатой или драглайном, устанавливают и закрепляют на салазках 2, изготовляемых из четырех — пяти труб диаметром 500—800 мм, длиной 7—8 м. Число труб и их длина должны соответствовать необходимой опорной площади, определяемой так, чтобы давление от салазок и экскаватора было меньше допустимого давления на болото. Салазки тросом 3, проложенным через болото перед началом работы, соединяют с трактором 4. По мере разработки траншеи по указанию экскаваторщика трактор постепенно протаскивает салазки.

Между машинистом экскаватора и машинистом лебедки или трактористом должна быть налажена четкая связь.

Рассматриваемый вариант схемы может применяться при ведении работ на болотах всех типов.

В а р и а н т 3. Траншею разрабатывают экскаватором, установленным на понтоне, свободно плавающем в заполненной водой траншее.

У края болота разрабатывают котлован таких размеров, чтобы в него можно было спустить на воду понтон 2 (рис. 13.2), на который затем устанавливают и надежно закрепляют экскаватор 3, оборудованный драглайном. Экскаватор вынимает грунт впереди понтона, перемещающегося по траншее 1

с помощью якорей 4. Особое внимание перед началом работ должно быть уделено расчетам устойчивости экскаватора, работающего на понтоне. Применение понтона целесообразно лишь при выполнении земляных работ на болотах II и III типов.

В а р и а н т 4. Когда длина болот, через которые прокладывают трубопровод, составляет несколько километров, для устройства траншей может быть использован землесос. В этой случае работы по устройству перехода через болото не отличаются от подводных.

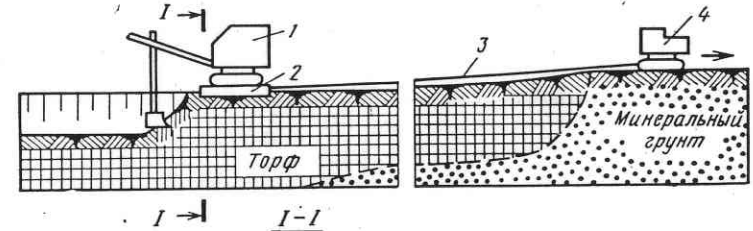


Рис. 13.1. Схема разработки траншеи экскаватором на салазках

Рис. 13.2. Схема разработки траншеи экскаватором на понтоне:

1 — траншея; 2 — понтон;
3 — экскаватор; 4 — якоря;
5 — отвал грунта

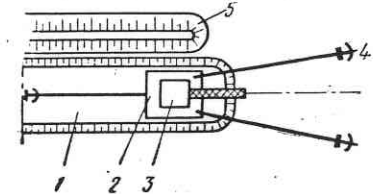


Схема 5

В а р и а н т 1. Торфяной слой толщиной 0,5—0,8 м расположен на минеральном грунте, несущая способность которого допускает работу обычных экскаваторов.

Разработку траншей в таких условиях можно выполнить без устройства лежневых дорог и даже без применения щитов. Схема разработки траншеи показана на рис. 13.3. Бульдозер 5 удаляет впереди экскаватора слой торфа, обнажая коренной грунт. Ширина разрабатываемой в торфе траншеи 4 должна обеспечить передвижение по ней экскаватора 3. Для разработки траншеи в торфе лучше всего применять универсальные бульдозеры. Экскаватор с обратной лопатой разрабатывает траншею 1 в минеральном (коренном) грунте, углубляя ее на 15—20 см ниже проектных отметок. Бульдозер 5 должен подстраховывать экскаватор и в случае незначительного погружения последнего в грунт протаскивать его вперед с помощью буксирного троса.

В а р и а н т 2. Траншею разрабатывают в болоте, толщина слоя торфа в котором до 1,5 м, т. е. трубопровод укладывают на минеральный грунт.

Траншею разрабатывают экскаватором, оборудованным прямой лопатой. Экскаватор начинает выемку грунта с берега, постепенно спускаясь на проектную глубину и перемещаясь вдоль траншеи. Максимальная глубина ее не должна превышать 2 м (чтобы экскаватор мог укладывать вынимаемый грунт на бровку траншеи). Откосы траншеи оставляют такими, какими они получаются при разработке. В дальнейшем они могут оползти, но поскольку траншея по усло-

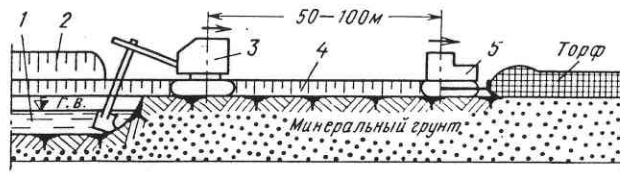


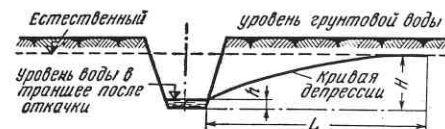
Рис. 13.3. Схема разработки траншеи экскаватором и бульдозером:

1 — траншея в минеральном грунте; 2 — отвал грунта; 3 — экскаватор; 4 — траншея в торфе; 5 — бульдозер

виям производства работ имеет большую ширину, глубина ее не уменьшается; уменьшается лишь ширина по дну до 1—1,5 м.

При разработке траншеи описываемым способом необходимо принять меры по откачке воды из нее. Для этой цели можно использовать любой насос, подача которого обеспечивает откачку поступающей воды и перекачку ее на расстояние.

Рис. 13.4. Схема к расчету поступления воды в траншею



При назначении водоотливных средств для откачки воды из траншеи общий приток воды определяют по формуле

$$Q = ql, \quad (13.1)$$

где q — удельный приток воды на 1 м длины траншеи; l — длина траншеи.

Удельный приток воды определяется из выражения

$$q = \frac{k_{\phi}(H-h)}{L}, \quad (13.2)$$

где k_{ϕ} — коэффициент фильтрации, остальные обозначения ясны из рис. 13.4. Величина L определяется по формуле

$$L = 3000(H-h)\sqrt{k_{\phi}}. \quad (13.3)$$

§ 46. МЕТОДЫ УКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДОВ В ТРАНШЕЮ И ИХ ЗАКРЕПЛЕНИЕ

В настоящее время применяют два основных способа укладки трубопроводов в траншею: раздельный и совмещенный. При раздельном способе предварительно готовят траншею, а затем укладывают в нее трубопровод; при совмещенном способе одновременно с разработкой траншеи осуществляют изоляцию трубопровода и его укладку в траншею. Этот способ в основном содержит все элементы технологии строительства трубопроводов в нормальных условиях.

Применение совмещенного способа обусловливается возможностью продвижения по поверхности болота вдоль траншеи изоляционно-укладочной колонны.

При раздельном способе трубопровод нужно укладывать в открытую траншею как можно скорее после ее устройства во избежание оползания откосов и «заплывания» траншеи.

Раздельный способ

Наиболее распространены три технологические схемы: 1) протаскивание балластированного трубопровода с берега по дну траншеи; 2) сплав трубопровода по поверхности воды в траншее с последующим опусканием его на дно и 3) протаскивание трубопровода по поверхности воды (при наличии ее в траншее) с применением разгружающих понтонов.

Схема 1

Балластированный трубопровод протаскивают с берега по дну траншеи.

При решении вопроса о целесообразности применения схемы 1 следует иметь в виду как положительные ее стороны, так и отрицательные. Главными являются следующие факторы;

а) на болотах II и III типов очень сложно навешивать утяжеляющие грузы с поверхности болота с использованием трубоукладчиков, специально оборудованных для этой цели экскаваторов или других грузоподъемных машин. В таких условиях балластировку трубопровода на берегу и протаскивание его по дну траншеи осуществить значительно проще, чем с поверхности болота;

б) при большой длине трубопровода, особенно при диаметрах труб 500 мм и выше, тяговое усилие оказывается весьма значительным, что требует применения для протаскивания мощных тяговых средств, не всегда имеющих в распоряжении производителя работ;

в) при выполнении укладки по схеме 1 требуется применение кольцевых грузов или устройство сплошного бетонного покрытия;

г) необходимо устройство в ряде случаев специального спускового пути. Основное достоинство схемы в том, что она позволяет укладывать трубопровод сразу в проектное положение.

Подробно технология укладки трубопроводов способом протаскивания рассматривается в § 60.

Схема 2

Трубопровод прокладывают сплавом по поверхности воды в траншее с последующей пригрузкой его — заполнением водой (нефте- и нефтепродуктопроводы) или балластировкой утяжеляющими грузами (газопроводы).

Эта схема считается лучшей для укладки нефте- и нефтепродуктопроводов, не требующих балластировки утяжеляющими грузами. Трубопровод на плаву протаскивают через все болото и после обследования заполняют водой, затопляя его.

Таким образом, наиболее сложным является не процесс погружения трубопровода на дно траншеи, а спуск его с берега в траншею.

В а р и а н т 1. Траншея разработана одним из описанных выше способов. В нее укладывают трубопровод 1 (рис. 13.5) длиной 400—600 м.

На одном из берегов с грунтом достаточно большой несущей способности (1 кгс/см^2 и выше) разрабатывают береговую траншею 2, длина которой $l_{\text{бер}}$ составляет половину длины трубопровода $l_{\text{тр}}$. Трубопровод 1 сваривают, изолируют и укладывают в положение I вдоль береговой траншеи. Затем трубоукладчиками T_1, T_2, T_3 и T_4 часть трубопровода опускают в траншею 2, а оставшуюся часть перекалывают в створ — положение II. После этого трубоукладчики поднимают оставшуюся на суше часть трубопровода и, продвигаясь к болоту, постепенно спускают весь трубопровод в траншею — положение III.

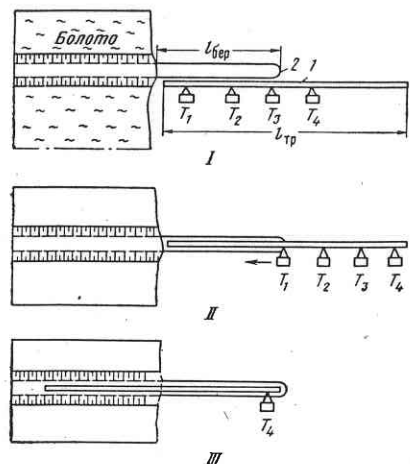


Рис. 13.5. Схема укладки трубопровода сплавом (вариант 1)

вой водой, с одновременным нанесением на трубы изоляционного покрытия. На практике этот способ получил название способа непрерывного сплава и часто применяется при проведении работ на болотах. Технологическая схема сплавного способа включает следующие основные операции:

на берегу сваривают плети труб длиной по 120—150 м. Общая длина их должна превышать ширину пересекаемого болота;

при помощи очистной и изоляционной машин выполняют изоляцию первой — головной плети (80—90 м) и спускают ее с берега в траншею болота;

к головной плети приваривают следующую плеть, изолируют ее и спускают в траншею, одновременно протаскивая первую дальше по траншее. Таким образом может быть спущен в траншею трубопровод любой длины. Изоляция при этом не имеет разрыва. В зависимости от способов ее нанесения технология производства работ несколько видоизменяется.

На рис. 13.6, а показана схема укладки способом сплава при помощи трубоукладчиков T_1, T_2 и трактора-тягача б. Плети труб сваривают на сварочно-монтажной площадке вблизи болота. Головная плеть или две-три плети, сваренные в нитку, укладывают у края болота. На конец трубы надевают очистную 4 и изоляционную 3 машины, которые изолируют трубу на участке 20—30 м и останавливаются. После этого трубоукладчики T_1 и T_2 и трактор-тягач б протаскивают плеть в траншею 1 на длину изолированного участка 2. Затем

По мере продвижения вперед часть трубоукладчиков отсоединяется.

Если длина болотной траншеи превышает 600 м, целесообразно укладку вести последовательно, наращивая участок за участком. Для этого в непосредственной близости от береговой траншеи организуют базу сварки и изоляции плетей. Общая длина трубопровода, который можно уложить таким образом, практически не ограничена.

Достоинство этого варианта — высокая степень механизации работ, недостатки — необходимость выполнять ручную изоляцию стыков между плетями, возможность повреждения изоляции при подъеме и перекалке плетей.

Сохранность изоляционного покрытия при спуске трубопровода в траншею обеспечивает технология укладки, рассматриваемая в варианте 2.

В а р и а н т 2. Трубопровод укладывают в траншею, заполненную грунто-

изолируют следующий участок также длиной 20—30 м и так до тех пор, пока останется неизолированным только конец плети. К нему пристыковывают следующую плеть 5, после чего изоляцию и укладку трубопровода продолжают.

На рис. 13.6, б показан несколько видоизмененный вариант сплавного способа укладки. Опускают трубопровод 2 в траншею 1 с роликовых опор 7, 8, 9, 10, которые можно изготовить с использованием обычных троллеев. Роликовую опору 10 устанавливают на расстоянии 10—15 м от границы болота.

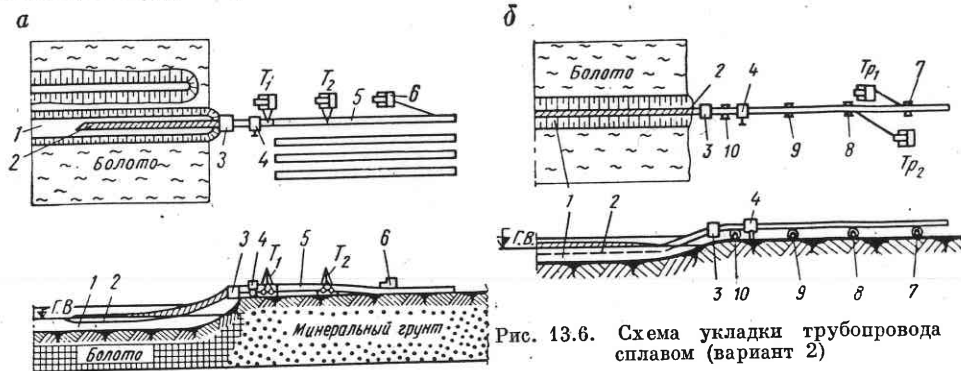


Рис. 13.6. Схема укладки трубопровода сплавом (вариант 2)

Первую плеть укладывают на опоры, на нее надевают очистную машину 4 так, чтобы она оказалась за опорой 10, а изоляционная машина 3 — перед ней. Трактор Tr_1 используют для протаскивания трубопровода, а трактор Tr_2 — в качестве якоря на случай возможного самопроизвольного спуска трубопровода. Изоляционная машина изолирует трубопровод на участке между болотом и опорой 10, после чего плеть протаскивают в траншею на длину изолированного участка 2, а очистная и изоляционная машины готовят к укладке следующего участка и т. д. Когда остается неизолированным участок длиной 8—10 м, к его концу пристыковывают следующую плеть.

Схема 3

Трубопровод сплавляют в траншею балластированным с использованием понтонов.

Расстояние между ними должно быть таким, чтобы при спуске на воду трубопровод имел запас положительной плавучести.

Спуск балластированного и оснащенного понтонами трубопровода осуществляется одним из описанных выше способов. Трубопровод опускают на дно траншеи при отстропке понтонов. За рубежом известны примеры укладки по этой схеме трубопроводов длиной до 20 км.

Схема 4

В районах Западной Сибири строительство первых трубопроводов осуществлялось на болотах II и III типов в основном зимой, так как летом они были непроходимы. Для укладки трубопроводов в летний период через болота протяженностью до нескольких десятков километров наиболее подходит устройство по трассе промежуточных опорных точек. Впервые элементы такой техно-

логии были применены при строительстве газопровода Дашава — Минск через Мокранское болото шириной 3,6 км. Одна база сварки, изоляции и сплава труб размещалась на берегу, а другая, промежуточная, — на островке. Это позволило уменьшить общую длину одновременно сплавляемого трубопровода.

При строительстве в условиях Западной Сибири целесообразно на наиболее сложных участках трассы применять технологию укладки сплавом по заранее подготовленным траншеям-каналам (рис. 13.7) с устройством монтажных и изоляционных баз на искусственных опорных точках (на плавсредствах или на

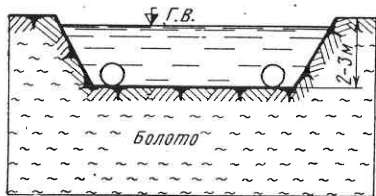


Рис. 13.7. Схема укладки трубопровода в траншею — канал

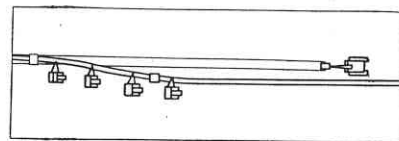


Рис. 13.8. Схема совмещенной укладки трубопровода

свайных опорах). С каждой такой базы может обслуживаться участок длиной до 10 км. Трубы и материалы к таким базам можно доставлять заблаговременно в зимнее время по снежно-ледовым дорогам. В летнее время секции труб можно доставлять сплавом по траншее-каналу.

Совмещенный способ

Суть совмещенного способа заключается в одновременном выполнении работ по устройству траншеи, изоляции и опусканию трубопровода. При этом необходима возможность прохода экскаватора и изоляционно-укладочной колонны по поверхности болота. В условиях болот, находящихся в районах с длительной зимой, можно вести работы совмещенным способом после промерзания болота на глубину 40—50 см. Для увеличения толщины промерзшего слоя снег по трассе в полосе шириной 7—8 м периодически убирают. На непромерзающих болотах обязательно нужна лежневая дорога. Технология совмещенного способа укладки показана на рис. 13.8.

Как видно из рисунка, эта схема по существу та же, что и при изоляционно-укладочных работах в нормальных условиях, но расстояние между экскаватором и изоляционно-укладочной колонной не должно превышать 250 м во избежание заплывания траншеи грунтом.

Стабилизация глубины заложения трубопровода

При укладке нефтепроводов в слабом слое торфа, толщина которого превышает необходимую глубину заложения труб, через некоторое время после укладки нефтепровод может опуститься. При этом на участках более плотных грунтов он задержится, а на участках слабых — опустится (рис. 13.9). В результате продольная ось нефтепровода окажется искривленной настолько, что напряжения в трубах приведут к их разрушению. На рисунке пунктиром по-

казано первоначальное, а сплошной линией — последующее положение нефтепровода. Как видно из рисунка, на участках 1 нефтепровод находится в первоначально уложенном положении, а на участках грунтов текучей консистенции 2 — опустился, и наибольший прогиб его характеризуется величиной f . Если прочность труб при этом не обеспечивается, то необходимо принять меры по стабилизации глубины заложения труб. С этой целью на участках 2 имеет смысл установить поплавки, к которым прикрепляют трубопровод. Число поплавков легко определить расчетом.



Рис. 13.9. Изменение положения трубопровода

Пусть P_n — подъемная сила одного поплавка, полностью погруженного в грунт; $q_{тр}$ — вес единицы длины трубы, заполненной продуктом; $q_{гр}$ — выталкивающая сила, приходящаяся на единицу длины трубы, погруженной в грунт. Тогда расстояние между понтонами при коэффициенте запаса устойчивости k_y (больше единицы)

$$l_{оп} = \frac{0,75 P_n}{k_y (q_{тр} - q_{гр})} \quad (13.4)$$

Здесь 0,75 — коэффициент, учитывающий, что плавучесть понтона используется на 75%.

Пусть, например, $D_n = 1020$ мм, $\delta = 12$ мм, $k_y = 1,2$, $q_{тр} = 12$ кгс/см, $q_{гр} = 11,6$ кгс/см (при объемном весе разжиженного торфа 1200 кгс/м³), $P_n = = 2000$ кгс.

По (13.4) $l_{оп} = 3100$ см, т. е. 31 м.

Конечно, такая стабилизация необходима на участках действительно слабых грунтов, что может быть установлено только в результате полевых исследований. Мы не останавливаемся на конструкции понтонов. Они могут быть и специальными поплавками или изготовленными из отходов труб диаметром 720—1000 мм с толщиной стенки 7—8 мм.

Закрепление трубопровода от всплытия

Трубопровод, прокладываемый в болотистом и обводненном грунте, должен быть закреплен не только против погружения, но и против всплытия, если он имеет положительную плавучесть. Трубопровод закрепляют утяжеляющими грузами (чугунными или железобетонными), сплошным бетонированием или винтовыми анкерными устройствами. Опыт строительства трубопроводов в условиях Крайнего Севера, Западной Сибири и других районов показывает, что при небольшой длине переходов через болота, а также при изредка встречающихся вдоль трассы болотах целесообразно закреплять трубы отдельными чугунными или железобетонными грузами. При большом числе болотистых участков значительно выгоднее применять анкерные устройства, особенно в условиях Крайнего Севера, куда доставка балласта оказывается весьма дорогостоящей, а сама навеска грузов достаточно сложной.

Закрепление труб утяжеляющими грузами
Пригрузка (балластировка), необходимая на 1 м длины прямолинейного трубопровода, определяется по формуле

$$B = k_y \gamma_{ж} V_{ж} - q_{тр}, \quad (13.5)$$

где k_y — коэффициент устойчивости, принимаемый равным 1,07; $\gamma_{ж}$ — объемный вес воды с учетом взвешенных в ней частиц грунта. Для болот $\gamma_{ж} = 1100 \div 1150$ кгс/м³; $V_{ж}$ — объем воды, вытесненной 1 м трубы (с учетом изоляции и футеровки) в м³; $q_{тр}$ — вес 1 м трубы в воздухе (с учетом изоляции и футеровки) в кгс.

Расстояние между отдельными грузами балластировки трубопровода определяется по формуле

$$l_{г} = \frac{Q_{г. ср} - \gamma_{ж} V_{г. ср}}{B}, \quad (13.6)$$

где $Q_{г. ср}$ — средний вес одного груза в воздухе в кгс; $V_{г. ср}$ — средний фактический объем груза в м³.

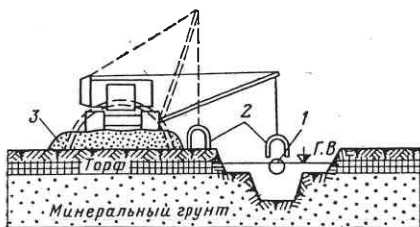


Рис. 13.10. Схема навески грузов трубоукладчиком

Траншея разработана в болоте (рис. 13.10), толщина слоя торфа не превышает 80—100 см. Отвал, состоящий из торфа и минерального грунта, разравнивают бульдозером. Спланированный отвал 3 используют в качестве дороги для развозки грузов автосамосвалами или тракторами на салазках. Сначала грузы 2 раскладывают на бровке траншеи на проектном расстоянии друг от друга, а затем навешивают трубоукладчиком или экскаватором, специально оборудованным для этой цели, на трубопровод 1.

Если вблизи перехода имеются запасы минерального грунта, то может оказаться целесообразной отсыпка дороги. Грунт отсыпают самосвалами или скреперами, а затем его разравнивают бульдозером. В процессе отсыпки при многократном проезде машин дорога хорошо уплотняется, и сразу же по окончании работ она может быть использована для навески грузов. В дальнейшем дорога улучшается и используется при эксплуатации трубопровода.

Схема 2

Трубопровод прокладывают в слое торфа; несущая способность поверхности болота не обеспечивает возможности проезда обычных машин.

В а р и а н т 1. Для развозки грузов вдоль траншеи на болотах I типа используют болотные тракторы. При этом для увеличения несущей способности болота можно использовать подсохший отвал торфяного грунта. Планировку его производят бульдозером. Болотным трактором или автомобильными тягачами грузы развозят по спланированному вдоль траншеи пути. Разгрузку их и навеску на трубопровод выполняет трубоукладчик или болотный экскаватор, оборудованный краном специально для этой цели.

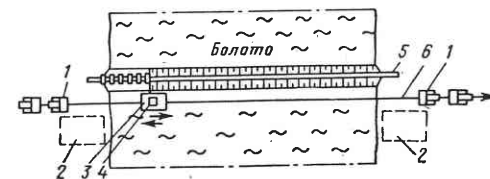
Существенный недостаток навески грузов трубоукладчиками — невозможность поворота стрелы последнего без маневрирования гусеницами. Последнее ведет к разрушению покрова болота, резкому снижению его несущей способности. Даже трубоукладчики с уширенными гусеницами оседают в болоте на глубину до 30—50 см.

В а р и а н т 2. При наличии вблизи болота I типа карьера песчаного грунта можно отсыпать вдоль траншеи дорогу, используемую в дальнейшем в качестве эксплуатационной. Дорогу отсыпают шириной 4—5 м, толщиной до 1 м.

На глубоких болотах II и III типов отсыпка дороги требует большого объема дополнительных работ, поскольку насыпь погружается в топь, отжимая в сторону жидкую торфяную массу. В этом случае экономически более выгодны другие способы навески грузов.

Рис. 13.11. Схема навески грузов с салазок:

1 — лебедка или трактор; 2 — склад грузов; 3 — салазки; 4 — кран на салазках; 5 — трубопровод; 6 — трос



В а р и а н т 3. Грузы развозят по лежневой дороге шириной 3,5—6 м и с нее же их навешивают на трубопровод. При балластировке с лежневой дороги можно использовать обычные трубоукладчики, экскаватор, оборудованный краном. Устройство лежневой дороги только для навески грузов в любом случае нецелесообразно. Дорога должна устраиваться до разработки траншей с таким расчетом, чтобы ее можно было использовать от начала и до конца строительства перехода.

В а р и а н т 4. При навеске грузов на трубопроводы, укладываемые в болотах II и III типов, хорошие результаты дает способ, аналогичный способу разработки грунта экскаватором (см. рис. 13.1).

На салазках устраивают площадку и устанавливают на нее автокран, грузоподъемность которого обеспечивает подъем одного утяжеляющего груза при наибольшем вылете стрелы. Вдоль траншеи салазки протаскивают тракторами или лебедками с помощью троса. После навески грузов, находившихся на грузовой площадке, салазки возвращаются обратно к месту погрузки. Таким образом, работа осуществляется челночным способом (рис. 13.11). За один рейс можно отвести и навесить до 10 полутоннажных грузов, что обеспечит пригрузку 25—30 м трубопровода диаметром 700 мм. Челночный способ развозки и навески грузов целесообразен при ширине болот до 500 м, когда наибольшая длина хода (при работе с двух берегов) не превышает 250—300 м. По этой схеме за одну рабочую смену (7 ч) можно пригрузить 250—300 м трубопровода диаметром 700 мм.

В а р и а н т 5. В сильно увлажненных болотах II и III типов при навеске грузов может быть использован понтон с установленным в нем грузоподъемным оборудованием для перемещения грузов. Размеры понтона и его грузоподъемность должны обеспечивать одновременно подъем нескольких утяжеляющих грузов. Понтон обычно изготавливают из труб диаметром 1020 или 1200 мм.

Навеску грузов на плавающий трубопровод выполняют по схеме, показанной на рис. 13.12. У левого берега со склада 1 на понтон 4 устанавливают грузы 5. После погрузки понтон перемещают по траншее 3 к месту навески грузов. При навешивании грузов понтон все время находится над плавающим (непригруженным) участком трубопровода 2, так как после навески каждого последующего груза он отступает назад.

Как показывает практика, за одну смену с понтона можно навесить 60 и более грузов в зависимости от их веса и размера. Удобство и простота балластировки трубопроводов на болотах с понтона обуславливают широкое его применение.

Закрепление труб винтовыми анкерами

Анкерное крепление труб позволяет фиксировать их на дне траншеи, не применяя тяжелые грузы, что крайне важно в условиях бездорожья. Доставка десятков тысяч тонн грузов является сама по себе сложной операцией. Схема

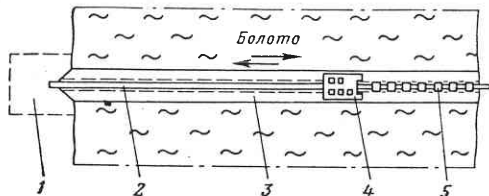
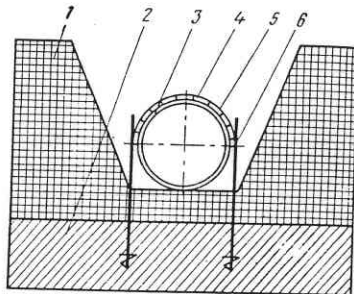


Рис. 13.12. Схема навески грузов с понтона

Рис. 13.13. Схема крепления труб винтовыми анкерами:

1 — торф; 2 — минеральный грунт; 3 — изоляционное покрытие; 4 — футеровочный мат; 5 — силовой пояс; 6 — анкер



крепления труб показана на рис. 13.13, а общий вид закрепленного трубопровода — на рис. 13.14. Наибольшее расстояние между анкерами из условия прочности должно быть

$$L_{пр} \leq \sqrt{\frac{12 [\sigma_n] W}{P_{пл}}}, \quad (13.7)$$

где $[\sigma_n]$ — расчетное сопротивление металла труб на изгиб; W — момент сопротивления; $P_{пл}$ — положительная плавучесть.

Выражение (13.7) определяет предельное расстояние между анкерами. Расстояние между анкерами по устойчивости зависит от несущей способности анкеров:

$$L_y = \frac{2k_2 Q_a}{k_1 P_{пл}}, \quad (13.8)$$

где Q_a — удерживающая способность одиночного анкера; $k_1 = 1,1$ — коэффициент, учитывающий возможность увеличения плавучести труб; $k_2 = 0,85$ — коэффициент однородности грунта, в который завинчивается винтовой анкер.

Несущая способность одиночного анкера может быть вычислена расчетом. Однако лучше всего определять несущую способность анкеров принятой конструкции непосредственным испытанием их в период изысканий или перед началом строительства, внося затем соответствующие коррективы. Но в любом случае расстояние между анкерами не может быть больше, чем определяемое равенством (13.7). Технологический процесс закрепления труб анкерами включает следующие операции:

подготовительные (подготовка футеровочных ковров, хомутов, испытание несущей способности анкеров и на основании их уточнение расстояний между анкерами);

завинчивание анкеров с погружением трубы до проектных отметок; закрепление трубопровода. Эта операция включает укладку на трубу 2—3 слоев бризола, футеровочного (из деревянных реек) ковра и соединение хомутов со стержнями анкеров.

Технологическая схема закрепления трубопровода анкерами показана на рис. 13.15.

Трубопровод 1 на участке l_1 уже закреплен анкерами и находится в проектном положении; на участке l_2 ведутся работы по завинчиванию анкеров с по-

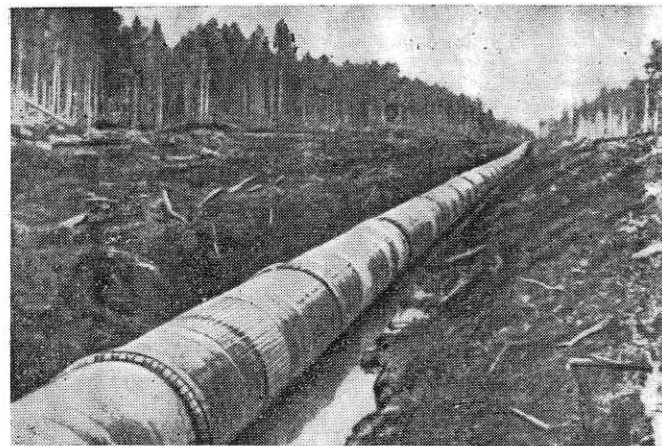


Рис. 13.14. Трубопровод, закрепленный анкерами

мощью установки 3. На участке l_n ведутся подготовительные работы (раскладка анкеров 5, доставляемых на волокуше или саях 6, установка трубопровода в створ трубоукладчиком).

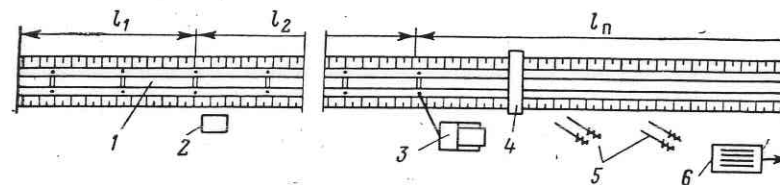


Рис. 13.15. Технологическая схема закрепления трубопровода анкерами

Окончательное закрепление труб (установка хомутов и регулирование положения трубы) производится бригадой, имеющей в распоряжении сварочный агрегат 2 и необходимые приспособления. Для перехода через траншею устанавливаются переходный инвентарный мостик 4.

§ 47. УКЛАДКА ТРУБОПРОВОДОВ В НАСЫПЯХ И С УСИЛЕНИЕМ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ГРУНТА

Укладка трубопроводов в насыпях и с усилением несущей способности грунта применяется при строительстве трубопроводов как на болотах, так и на вечномёрзлых грунтах. Укладка в насыпи дает возможность не разрабатывать слабый болотистый или мерзлый грунт, а усиление несущей способности позволяет обеспечить сохранение стабилизированного состояния трубопровода, уложенного подземно или в насыпи.

Трубопровод в насыпи

В качестве материала для насыпи можно использовать минеральный грунт, хорошо разложившийся торф. Длительная сохранность насыпи может быть обеспечена на болотах I и II типов, а также на мерзлоте при достаточной высоте теплоизолирующего слоя или при устройстве специального теплоизолирующего экрана (см. гл. 15). Однако в любом случае необходимо определить осадку как трубопровода, так и насыпи. Методика расчета осадок подробно приведена в [1] и в данном параграфе не рассматривается. Отметим лишь, что чем больше толщина торфяного слоя или слоя оттаивающего грунта, тем больше осадка (при прочих равных условиях). Так, при толщине торфа 3—3,5 м осадка трубопровода от 0,8 до 1 м. Если поверхность болота выпуклая, то при осадках в трубопроводе возникают сжимающие усилия. Они не опасны для прочности труб, но могут вызвать потерю устойчивости трубопровода и разрушение насыпи. Если поверхность болота вогнутая, то при значительных осадках в трубопроводе появляются растягивающие усилия, которые могут вызвать его разрушение.

Насыпи из торфа, как более легкие, устраивают на болотах I и II типов при мощных торфяных залежах, а песчаные — на болотах I типа при мощности слоя торфа до 3—4 м и на вечномёрзлом грунте.

В каждом конкретном случае укладки трубопровода в насыпи необходимо выполнить расчеты продольной устойчивости и осадок трубопровода, а также напряжений, возникающих в нем в результате нарастания осадок.

Продольную устойчивость прямолинейного трубопровода в насыпи определяют так же, как и при подземной прокладке (см. гл. 6), но с учетом размеров и геометрической формы насыпи. Методика расчета была предложена П. П. Бородавкиным и Л. И. Быковым, суть ее заключается в следующем.

При явлениях первоначальной потери продольной устойчивости трубопровод получает незначительные поперечные смещения, вследствие чего со стороны грунта насыпи появляется упругий отпор. По мере увеличения поперечных перемещений трубопровода в насыпи образуется зона уплотненного грунта, и сопротивление со стороны грунта поперечному перемещению труб возрастает. Пока граница зоны не достигнет боковой поверхности насыпи, устойчивость ее будет обеспечена, хотя трубопровод к этому времени и получит некоторое поперечное смещение. Проведенные эксперименты показали, что разрушение насыпи происходит с образованием зоны уплотняемого грунта, причем след поверхности этой зоны наклонен к горизонтальной линии основания насыпи под углом $45^\circ - \varphi/2$ (φ — угол внутреннего трения грунта насыпи).

Расчетная схема разрушения насыпи представлена на рис. 13.16.

Учитывая изложенное о работе трубопровода в насыпи, получим для различных грунтовых условий критерии критической (вызывающей разрушение насыпи) силы.

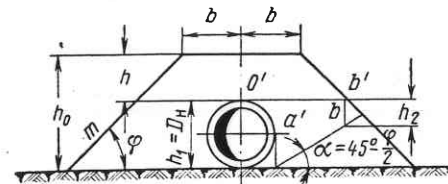
Поскольку разрушение насыпи характеризуется переходом грунта в предельное состояние, то сопротивление насыпи сдвигу трубопровода должно определяться в предположении пластичной работы грунта. При этом сопротивление грунта принимается

$$Q = E_1 + E_2.$$

Величины E_1 и E_2 — предельные сопротивления поперечному перемещению трубопровода. Величина $E_2 = q \operatorname{tg} \varphi$, где q — вес 1 см длины трубы с продуктом, а величина

$$E_1 = \frac{\gamma_{\text{ест}}(h_1^2 - h_2^2)}{2} \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right) + p_0 h_1 \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right) + 2c(h_1 - h_2) \operatorname{tg} \left(45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right). \quad (13.9)$$

Рис. 13.16. Расчетная схема разрушения насыпи



Для несвязных грунтов (песок), т. е. при $c = 0$, значение должно быть уменьшено на

$$E_{\text{акт}} = \frac{\gamma_{\text{ест}} h_1^2}{2} \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi}{2} \right) + p_0 h_1 \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi}{2} \right). \quad (13.10)$$

В формулах, приведенных выше, принято: $\gamma_{\text{ест}}$ — объемный вес грунта насыпи; m — заложение откоса; c — сцепление грунта;

$$h_2 = h_1 - [b + m(h_0 - h_1) - 0,5h_1] \operatorname{tg} \left(45^\circ - \frac{\varphi}{2} \right). \quad (13.11)$$

Величина p_0 , входящая в выражения (13.9) и (13.10), определяется в зависимости от формы поперечного сечения насыпи:

при трапециевидальном профиле

$$p_0 = \frac{[b + 0,5m(h_0 - h_1)](h_0 - h_1)}{b + m(h_0 - h_1)} \gamma_{\text{ест}}, \quad (13.12)$$

при треугольном профиле

$$p_0 = \frac{h_0 - h_1}{2} \gamma_{\text{ест}}. \quad (13.13)$$

Приняв размеры насыпи из конструктивных соображений, определяют $P_{\text{кр}}$, а затем уточняют размеры в сторону увеличения или уменьшения, сравнивая $P_{\text{кр}}$ с действующим в трубопроводе фактическим продольным усилием P .

Если на участке перехода будут иметь место искривления трубопровода, допускаемые, например, по условиям производства работ, то именно эти участки, а не прямолинейные будут представлять наибольшую опасность разрушения насыпи.

Напряженное состояние и поперечные перемещения трубопровода в насыпи следует определять с учетом следующих особенностей.

В период эксплуатации насыпь и трубопровод будут опускаться по мере уплотнения торфяного грунта.

При увеличении осадки в трубопроводе возникают растягивающие усилия, которые как бы компенсируют часть его веса и соответственно уменьшают осадки. Кроме того, если возможная осадка (при условии, что вес трубопровода и насыпи полностью передается на грунт) окажется больше максимально возможной стрелки прогиба трубопровода (в предположении, что он работает как жесткая, свободно провисающая нить), то осадка, рассчитанная по грунту, окажется завышенной.

Если трубопровод уложен в насыпи, то сжатие торфа, в основном определяемое весом насыпи, приводит к разрушению насыпи. На рис. 13.17, а показана

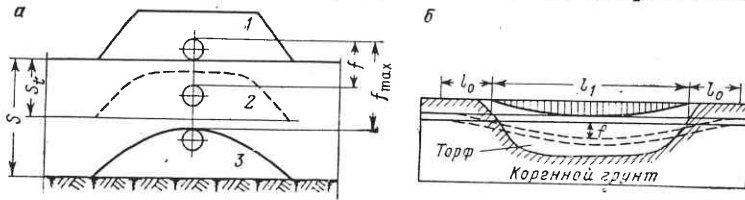


Рис. 13.17. Схема изменения положения трубопровода в насыпи

зано начальное 1, промежуточное (нестабилизованное) 2 и стабилизированное 3 положения трубопровода, уложенного в насыпи.

Под воздействием веса насыпи торф уплотнился, а трубопровод опустился на s . Разница в осадке, равная $s - f_{\max}$, приводит к тому, что трубопровод как бы «всплывает» кверху насыпи. Такие явления довольно часто встречаются на практике.

Рассмотрим характер работы трубопровода в процессе формирования осадок торфяной залежи, предположив, что специальных устройств, компенсирующих продольные деформации трубопровода, не имеется.

В рассматриваемой задаче могут встретиться три случая:

1) осадка грунта s меньше максимальной стрелки прогиба трубопровода (см. рис. 13.17, б)

$$2) \text{ осадка равна прогибу} \quad s < f_{\max}; \quad (13.14)$$

$$3) \text{ осадка больше прогиба} \quad s = f_{\max}; \quad (13.15)$$

$$s > f_{\max}. \quad (13.16)$$

Для анализа зависимости осадки и напряженного состояния трубопровода воспользуемся решением, полученным нами для участков трубопроводов, подверженных воздействию оползней § 45. Будем считать, что при осадке трубопровод смещается в поперечном направлении за счет удлинения труб при растяжении вследствие возникновения в них продольных усилий. Удлиняется как участок l_1 (см. рис. 13.17, б), так и примыкающие к нему участки l_0 , находящиеся в плотном грунте.

Таким образом, на участке l_1 трубопровод работает как жесткая нить, концы которой упруго заделаны в грунт на участках защемления l_0 , рассматриваемых как балки в упругой среде, характеризуемой коэффициентами жесткости на сдвиг k_u и на сжатие k_0 .

В соответствии с решениями, приведенными в § 43, для определения f , M_c и M_0 можно использовать выражения (12.40), (12.43), (12.46).

Величина q в данном случае будет не давлением оползающего грунта, а весом единицы труб и пригрузки, приходящейся на нее.

Рассмотрим далее процесс совместного оседания насыпи и трубопровода.

При $s = f_{\max}$ середина участка l будет опускаться вместе с насыпью с одинаковой скоростью, сохраняя свое первоначальное (относительно подошвы насыпи) положение. Краевые сечения ($x = 0$ и $x = l$) опустятся только на w_0 , т. е. величину, определяемую упругими свойствами коренного грунта. Насыпь же опустится на величину s_t , определяемую характеристиками сжимаемости торфа. Сечения участка трубопровода l_1 , расположенные между крайними и серединными сечениями, будут оседать со скоростью, меньшей, чем скорость оседания насыпи, и в пределе перемещения их стабилизируют на значениях, определяемых уравнением упругой оси трубопровода (12.33).

Рассчитав по (12.33) упругую линию трубопровода и сравнив прогибы нескольких сечений с осадками насыпи в этих же сечениях, можно установить положение трубопровода в насыпи в процессе нарастания осадки.

Очевидно, как только прогибы каких-либо сечений достигнут расчетных значений, так начнется отбегание трубопровода грунтом насыпи, вследствие чего может частично и даже полностью разрушиться насыпь. Момент времени t , при котором начинается относительное движение трубопровода и насыпи, легко определить по кривой нарастания осадки насыпи.

Работы по сооружению наземных трубопроводов в насыпи включают следующие технологические операции:

1) устройство хвостяной подготовки (настил из хвороста) по всей длине перехода. При выполнении этих работ следует обращать особое внимание на сохранность верхнего слоя болота. При прочном верхнем слое на болотах I типа можно вообще отказаться от хвостяной подготовки. В этом случае на поверхности болота устраивают настил из слоя торфа толщиной 20—30 см, уплотняемого тракторами. При устройстве хвостяной подготовки хворост укладывают несколькими слоями, общая толщина настила должна составлять 15—25 см. Каждый последующий слой (по продольному направлению хвороста) располагают под углом 90° к предыдущему. Этим достигается хорошая перевязка хвороста. При диаметрах труб до 1 м на болотах I типа достаточно устроить хвостяную подготовку шириной 1,5—2 м; на болотах II типа — 2,5—3 м. На хвостяную подготовку отсыпают слой торфа толщиной до 10 см;

2) строительство дороги (лежневого типа или песчано-гравийной). Работы по строительству дороги ведут одновременно с подготовкой основания под трубопровод;

3) сварку секций трубопровода, изоляцию и укладку в проектное положение. Эти работы практически не отличаются от обычных линейных. Особое внимание уделяют замыканию концевых стыков перехода. Оно должно быть выполнено при температуре, указанной в проекте. Температуру замыкания стыков рассчитывают таким образом, чтобы при снижении или повышении ее в трубопроводе не возникли продольные усилия, которые могли бы вызвать разрыв труб или потерю их устойчивости с разрушением насыпи;

4) обваловывание трубопровода после укладки грунтом — обычно торфом из канав-резервов, устраиваемых с одной или обеих сторон насыпи. Насыпи отсыпают экскаватором с драглайном, перемещающимся по лежневой дороге.

Усиление несущей способности слабого грунта

Замена слабого грунта песчаным

Основная цель замены — улучшить статические условия работы трубопровода за счет значительного уменьшения его осадок путем усиления несущей способности грунта в пределах уплотняемой полосы по трассе трубопровода. Кроме того, при строительстве газопроводов их можно уложить с меньшим числом утяжеляющих грузов или вовсе без них. Однако при этом должна быть

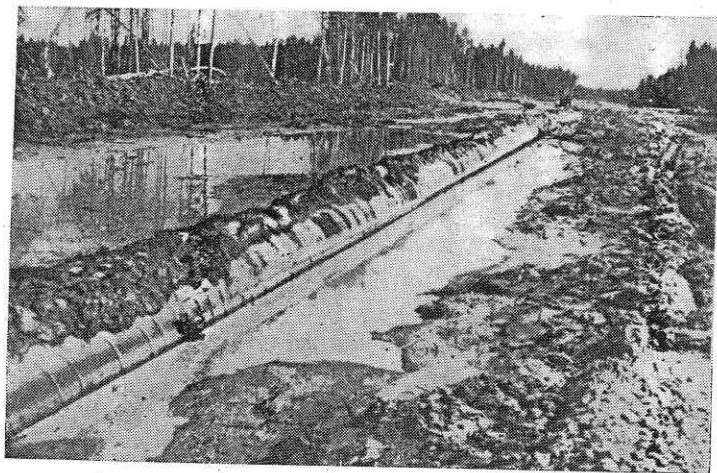


Рис. 13.18. Всплывший трубопровод

полная уверенность в том, что песчаный грунт не растечется в слабом грунте и трубопровод, имеющий положительную плавучесть, не всплывет. На рис. 13.18 показан трубопровод, всплывший из-за недостаточной балластировки песчаным грунтом.

Технология строительства трубопровода с заменой слабого грунта включает три укрупненные операции:

разработку прорези или траншеи в слое торфа до обнажения минерального грунта;

укладку трубопровода методом протаскивания или сплава на дно траншеи или установление на плавучесть с последующим затоплением;

засыпку траншеи минеральным грунтом.

При прокладке газопроводов без утяжеляющих грузов размеры и форма песчаной засыпки должны быть определены из условий обеспечения устойчивости газопровода. На рис. 13.19 показана расчетная схема изменения формы засыпки.

Пусть начальная форма засыпки определена контуром 1. Для обеспечения устойчивости газопровода необходимо, чтобы вес грунта над ним в пределах

призмы $aba'b'$ был больше его положительной плавучести, т. е. необходимо выполнить условие

$$(\gamma_{\text{сух}} - 1)(H - D_{\text{тр}}) \geq P_{\text{пл}}, \quad (13.17)$$

где $\gamma_{\text{сух}}$ — объемный вес сухого песка; $P_{\text{пл}}$ — положительная плавучесть.

Если бы начальная форма засыпки не изменялась со временем, то ширина ее по верху могла бы быть в пределах одного-двух диаметров труб. Вследствие же проявления текучести слабого грунта песок из верхней заштрихованной зоны опускается вглубь, и засыпка приобретает форму контура 2. При этом

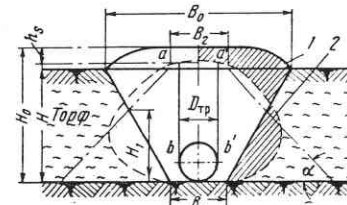


Рис. 13.19. Расчетная схема засыпки трубопровода

высота засыпки уменьшается на h_s , что может привести к невыполнению условия (13.17) и всплытию газопровода (см. рис. 13.19). Величину h_s можно определить, приравняв объем верхней и нижней заштрихованных зон:

для болот II типа

$$h_s = \frac{0,088H^2(1 + \text{ctg } \alpha)}{0,35H(1 + \text{ctg } \alpha) + B_0}; \quad (13.18)$$

для болот III типа

$$h_s = \frac{0,193H^2(1 + \text{ctg } \alpha)}{0,35H(1 + \text{ctg } \alpha) + B_0}. \quad (13.19)$$

Засыпку траншеи выполняют с одного или сразу с двух берегов. Отсыпают песок самосвалами и разравнивают бульдозером. После этого уплотняют насыпь обкаткой ее тяжелым трактором (6—10 раз). При большой длине переходов через каждые 150—200 м устраивают островки для разезда и разворота автомашин. Если карьер песчаного грунта расположен вблизи от болота, то для засыпки траншей можно применять метод гидромеханизации, т. е. транспорт грунта в виде пульпы по трубам. Для засыпки лучше всего использовать хорошо дренирующие крупнозернистые песчаные или гравийные грунты.

Уплотнение слабого грунта песчаными сваями

Уплотнение с помощью песчаных свай позволяет увеличить несущую способность грунта до 1—2 кгс/см² на болотах I и II типов и в несколько раз уменьшить осадку трубопровода.

Трубопровод укладывают в траншею (рис. 13.20, а), разрабатываемой после устройства свай, или в насыпь (рис. 13.20, б) из минерального грунта 4, отсыпанной после укладки трубопровода 1 по песчаным сваям.

В плане сваи 3 размещают в шахматном порядке или по углам квадратов. Расстояния между осями свай назначают в зависимости от вида грунта и степени необходимого его уплотнения. При шахматном порядке размещения свай расстояния между ними определяют по формуле

$$L_{\text{св}} = 0,95d_{\text{св}} \sqrt{\frac{\gamma_{\text{упл}}}{\gamma_{\text{упл}} - \gamma_{\text{ест}}}}, \quad (13.20)$$

где $d_{св}$ — диаметр свай; $\gamma_{упл}$ — объемный вес уплотненного грунта; $\gamma_{ест}$ — объемный вес грунта (торфа) до уплотнения.

Так, при уплотнении торфа от объемного веса 1 тс/м^3 до $1,3 \text{ тс/м}^3$ песчаные сваи диаметром $0,5 \text{ м}$ необходимо располагать на расстоянии $1,5 \text{ м}$ (между осями).

Песчаные сваи погружают с помощью инвентарной сваи-оболочки, изготовляемой из обычной стальной трубы. Сваю-оболочку забивают в торф вибратором. После погружения оболочки на заданную глубину в нее засыпают песок.

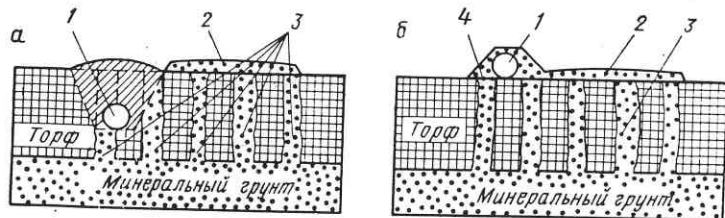


Рис. 13.20. Схема устройства песчаных свай

В нижней части сваи-оболочки имеются раскрывающиеся створки, которые закрывают при погружении пустой оболочки. Погрузив оболочку и наполнив песком, ее поднимают на $0,5-0,7 \text{ м}$. При этом вибратор не выключают, задерживают подъем на $10-15 \text{ с}$ для того, чтобы раскрылись створки. После этого оболочку вытаскивают без остановок при работающем вибраторе.

Сваи-оболочки изготовляют из стальных труб диаметром от 500 до 700 мм . Работы по погружению свай начинают от края болота и ведут сразу по всей ширине уплотняемой полосы. При этом участок с погруженными песчаными сваями используют для передвижения крана. Одновременно с забивкой свай отсыпают песчаную насыпь 2 под дорожку. Чем скорее будет она отсыпана, тем быстрее будет происходить уплотнение торфа под действием веса песчаной насыпи.

Применение песчаных свай позволяет выполнять работы непосредственно по строительству трубопровода через $5-10$ дней после устройства свай, тогда как при отсыпке насыпи на поверхность болота требуется значительно больше времени для затухания осадок.

Глава 14

ТРУБОПРОВОДЫ, СООРУЖАЕМЫЕ В ПУСТЫНЯХ

§ 48. ОСОБЕННОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ СТРОИТЕЛЬНЫХ РАБОТ В ПУСТЫНЯХ

Специфика сооружения магистральных трубопроводов в пустыне заключается прежде всего в том, что трасса проходит по безлюдным, безводным и бездорожным районам с сыпучими песчаными грунтами или по скалистым грунтам, покрытым толстым слоем пыли. Строительство же в районах хорошо освоенных поливных земель связано с другими трудностями. Поливные земли обычно пересечены густой сетью оросительных каналов, канав и арыков, что вызывает

необходимость сооружать большое число переходов. Кроме того, через каналы и арыки должны устраиваться проезды и мосты.

Необычайно сложны климатические условия в пустынных районах. Достаточно сказать, что летом температура достигает $45-50^\circ \text{С}$ в тени при относительной влажности воздуха $6-10\%$, а зимой -35°С . Пески, например, в пустынях Кызылкум и Каракумы прогреваются до 70°С . Особенно большие помехи создают почти непрерывные горячие сухие ветры и песчаные бураны. В таких условиях одна из важнейших задач — организация труда и быта строителей. Жилые городки должны располагаться в наиболее благоприятных местах, где есть источники воды, или на специально устраиваемых опорных пунктах. Обычно максимальное удаление фронта работ от городка не должно превышать $15-20 \text{ км}$.

Учитывая необычные климатические условия пустынь Ленинградский научно-исследовательский институт промышленной санитарии и гигиены совместно с Министерством здравоохранения Узбекской ССР разработал комплекс мероприятий по сохранению здоровья и улучшению быта строителей.

При расстановке жилых вагонов-домиков учитывают преимущественное направление ветров и особенно пыльных бурянов.

Для уменьшения прогрева вагонов над ними оборудуют брезентово-тканевые тенты. В вагонах-домиках у всех спальных мест устанавливают вентиляторы.

Вагоны окрашивают в светлые тона.

Городки окапывают кольцевой траншеей для защиты от проникновения на их территорию ядовитых насекомых и змей. Для защиты от насекомых применяют марлевые пологи. На случай укусов ядовитых змей в здравпунктах должны быть сыворотки.

Одно из наиболее важных мероприятий — обеспечение городков доброкачественной водой для приготовления пищи и питья. За ее качеством необходим постоянный контроль медицинских работников линейных здравпунктов и врачей местных санитарно-эпидемиологических станций. Перед употреблением воду необходимо отстаивать, хлорировать и обязательно кипятить.

Трудности в строительный период возникают в обеспечении водой машин. Приходится организовывать непрерывную доставку ее для повседневных нужд и для создания аварийного запаса на случай, если сообщение между колонной и базой окажется временно прерванным (например, при сильных песчаных бурях).

При строительстве трубопроводов в песках весьма сложным из-за пыльных бурянов оказывается организация доставки на трассу материалов (битума, труб), защита машин и механизмов, а также нанесение изоляционного покрытия. Проникающая во все узлы машин мельчайшая пыль вызывает ускоренный их износ. В связи с этим первостепенное значение приобретает защита машин от пыли и песка.

В пустынях целесообразно вести линейные работы расчлененно-специализированным методом, т. е. разделением комплекса работ на отдельные операции, поручаемые специализированным управлениям. Однако несмотря на расчленение строительство ведется одним потоком (недоделки недопустимы). Ни землеройные, ни сварочные, ни изоляционно-укладочные колонны не должны отрываться друг от друга на расстояние, большее чем $2-3 \text{ км}$, как это бывает в нормальных условиях.

§ 49. ОСОБЕННОСТИ СТАТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДОВ В СЫПУЧИХ ГРУНТАХ И ВЛИЯНИЕ, ОКАЗЫВАЕМОЕ ИМИ НА КОНСТРУКЦИЮ ТРУБОПРОВОДА И ТЕХНОЛОГИЮ ВЕДЕНИЯ РАБОТ

В пустынных районах применяется, главным образом, подземная схема укладки трубопроводов (рис. 14.1). Однако если в обычных условиях глубина заложения труб определяется в основном требованиями обеспечения защиты их от внешних механических воздействий, то для труб, укладываемых в сыпучие (песчаные) грунты, этот критерий оказывается недостаточным, поскольку

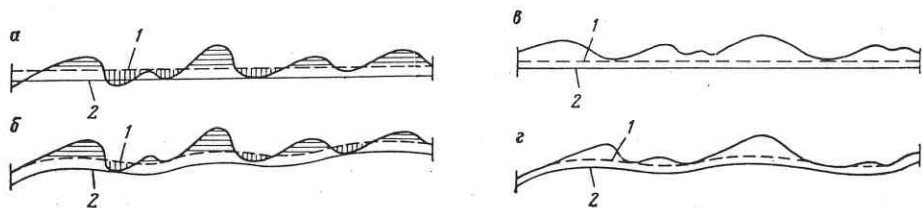


Рис. 14.1. Укладка трубопроводов в пустыне с учетом рельефа:

a — по среднему профилю; *б* — по среднему естественному профилю волнообразно; *а* — прямолинейно ниже впадин рельефа; *б* — волнообразно ниже впадин

положение поверхности песчаных грунтов непрерывно меняется под воздействием ветра. Это прежде всего относится к так называемым незакрепленным барханным пескам. Обычно пустыни с барханными песками представляют волнистую поверхность с различным типом и высотой барханов (от 2 до 15 м), которые подразделяются на грядовые и крупноячеистые. К первому типу относятся волнообразные холмы шириной до 120 м, параллельные друг другу; ко второму — разбросанные в беспорядке отдельные холмы, чередующиеся с впадинами и не имеющие четких границ. Очертание поверхности барханов постепенно меняется. Если трубопровод уложить, следуя естественным искривлениям местности в момент строительства, то через некоторое время он на отдельных участках может оказаться оголенным. Кроме того, непрерывное чередование впадин и гребней барханов потребовало бы применения большого числа кривых вставок. Поэтому укладка трубопровода с сохранением постоянной глубины заложения в сыпучих грунтах (особенно пустынях барханного типа) непригодна. В практике применялись схемы укладки по так называемому «среднему профилю».

Первая схема предполагает срезку гребней барханов с таким расчетом, чтобы срезанный песок заполнил впадины. Поверхность планировки *I* получается ровной. На рис. 14.1, *a* показан профиль трассы, спланированный таким образом. Трубопровод укладывают прямолинейно в траншею *2*.

Опыт эксплуатации газопроводов показал, что такая схема укладки непригодна. Нарушенный микрорельеф под действием ветров восстанавливает естественную форму. Гребни барханов насыпаются, а впадины, засыпанные при планировке трассы, образуются вновь, обнажая уложенный трубопровод.

По второй схеме сохраняется средний естественный профиль *I* (рис. 14.1, *б*), а трубопровод укладывается с искривлениями в пределах упругого изгиба *2*. Однако и при такой схеме трубопровод может оголиться в результате медленных, но значительных по высоте изменений поверхности грунта. Кроме того, условия статической работы трубопровода при этой схеме ухудшаются по срав-

нению с первой. Искривленный трубопровод под воздействием продольных сил, возникающих в результате колебаний температуры стенок труб при изменениях режимов перекачки продукта, начинает перемещаться в поперечном направлении. При этом участки труб, имеющие выпуклости (см. рис. 14.1, *б*), искривляются еще больше, выходят на поверхность грунта, образуя так называемые «выпучивания». Продольно-поперечная устойчивость такого участка уменьшается, способность сопротивляться продольным силам — снижается. В результате удлинения участков, примыкающих к «выпучине», стрелка про-

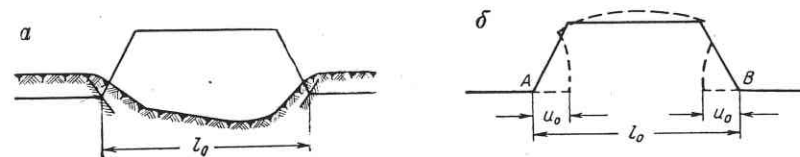


Рис. 14.2. Схема трапециевидального перехода:

a — опорные сечения неподвижны; *б* — опорные сечения подвижны

гиба «выпучины» еще больше возрастает без увеличения продольной силы, что в конце концов приводит к излому труб на участках выпучивания. Механизм подобного выпучивания рассматривался в гл. 5.

Для предотвращения подобных явлений лучше всего укладывать трубопровод по возможности прямолинейно, но с таким расчетом, чтобы трубопровод и во впадинах между барханами был бы заглублен на 1,5—2 м (рис. 14.1, *в*). При такой схеме резко возрастают объемы земляных работ, но обеспечивается устойчивость трубопровода.

Можно укладывать трубопровод в пределах упругого изгиба с учетом естественного профиля, но обязательно заглубляя его во впадины не менее чем на 1,5 м (рис. 14.1, *з*). Это приводит к меньшему объему земляных работ, но, естественно, и не гарантирует полного исключения возможности выпучивания трубопровода на отдельных участках. При этом решающее значение будут иметь реологические свойства грунта, а также возможность обтекания труб песчаным грунтом.

С точки зрения обеспечения устойчивости положения трубопровода весьма целесообразно общее закрепление сыпучего грунта методами, уменьшающими его сыпучесть и останавливающими движение частиц под воздействием ветра (посадка растительности, битумизация поверхности и т. п.).

Отметим далее существенную особенность сооружения трубопроводов на пересечениях участков поливных земель. Поливные земли имеют густую сеть оросительных каналов, арыков, канав, разрушение которых при строительстве даже на короткий срок недопустимо. Поэтому обычные методы пересечения мелких водных преград с подземной укладкой труб в большинстве случаев оказываются неприемлемыми. Сооружение переходов балочного типа также неприменимо, так как оросительные каналы периодически углубляют и расчищают с помощью машин, которые должны свободно проходить под трубопроводом. Поэтому через арыки и оросительные каналы сооружают арки, трапециевидальные и консольные переходы, позволяющие проходить этим машинам. Однако вследствие недостаточного заземления сыпучими грунтами подземных участков труб, примыкающих к надземным, происходит дополнительное продольное сжатие надземных конструкций. На рис. 14.2 показана трапециевидальная схема перехода. Если не учитывать влияния подземных участков,

то переход должен рассчитываться только на воздействия в пределах участка l_0 (рис. 14.2, а). Если же учитывать влияние подземных участков (рис. 14.2, б), то следует при расчете конструкции перехода принять во внимание дополнительное сжатие перехода в сечениях А и В на величину u_0 (об определении u_0 см. гл. 6).

Таким образом, при расчете надземного перехода его нужно рассматривать как одно целое с подземными участками. Для улучшения статических условий работы надземного перехода необходимо по возможности уменьшать общую жесткость всей надземной системы, делая ее более гибкой, т. е. увеличивая компенсирующую способность. Это достигается увеличением стрелки прогиба и пролета перехода или приданием определенных конструктивных форм.

Можно, напротив, увеличить жесткость надземной системы. Это уменьшает влияние примыкающих подземных участков и может быть достигнуто устройством прямолинейного балочного перехода или применением для него труб с повышенной толщиной стенок.

Уменьшить влияние подземных участков можно за счет уплотнения грунта вибрацией, укаткой тяжелым катком и т. п., наконец, устройством специальных опор.

§ 50. ТРАНСПОРТНЫЕ, ЗЕМЛЯНЫЕ И ИЗОЛЯЦИОННО-УКЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Транспортные работы

Примерная организация доставки строительных материалов и труб на трассу в условиях пустынных районов может быть представлена следующей схемой.

На ближайших пунктах железных дорог организуют перевалочные базы для складирования и временного хранения материалов, машин, механизмов и оборудования, применяемых на строительномонтажных работах в пределах снабжаемого участка.

На территориях баз устраивают закрытые и открытые склады, ремонтные мастерские, а также комплекс жилищно-бытовых объектов. При значительных расстояниях между перевалочными базами можно устраивать опорные пункты, располагаемые по трассе. Как показывает опыт, эти пункты необходимо устраивать на расстоянии 70—80 км друг от друга. Такое расстояние в пустынях груженые автомобили и тракторные поезда могут преодолеть за один день. На трассовых опорных пунктах размещают склады ГСМ, емкости для воды, полевые городки строителей, профилакторий. С трассовых опорных пунктов материалы и трубы доставляют к месту выполнения строительномонтажных работ.

Работа транспорта в пустынях исключительно сложна. Пройти обычные машины в песках значительно уменьшается, а колесные автомашины с одной ведущей осью перемещаются по рыхлым пескам с большим трудом.

Опыт строительства газопровода в пустынях Кызылкум и Каракумы показал, что по проходимости для автомобильного транспорта пески можно подразделить на закрепленные редкой пустынной растительностью ровные пески и незакрепленные барханные и грядовые сыпучие пески с высотой гряд и барханов до 12—14 м. По пескам первого типа движение автомобильного транспорта возможно в любое время года. Дорога в них накатывается сравнительно просто и при отсутствии песчаных бурянов сохраняется длительное время. По бар-

ханном пескам могут передвигаться только вездеходы, да и то при отсутствии сильного ветра.

Лучший период для транспортировки грузов, как и вообще для выполнения строительных работ, — конец осени, зима и начало весны, когда пески увлажняются, вследствие чего улучшается проходимость.

Так как строительство трубопровода обычно ведется одновременно на песках разных типов, широкое распространение получила перевалка грузов на границе различных песков. На автомобилях высокой проходимости секции труб длиной 20—24 м доставляют до непроходимых для них песков. Здесь создают перевалочный пункт со сварочным станком, на котором секции труб длиной 20—24 м сваривают в плети длиной 40—48 м. Плетки погружают на прицепы и транспортируют далее на тракторных поездах.

Проходимость песков зависит не только от времени года, но и от времени суток.

Например, рано утром проходимость песков выше, чем днем, вследствие выпадения даже незначительного количества росы. Учет быстро меняющейся дорожной обстановки позволяет лучшим образом осуществлять перевозку грузов.

При транспортировке труб и изоляционных материалов в барханных песках необходимо увязывать объем перевозок с темпом земляных и изоляционно-укладочных работ. Даже тракторными поездами доставка труб по барханам крайне затруднена. При выполнении же основного потока работ барханы срезают в полосе шириной до 20 м. Число поездов в смену должно обеспечивать необходимый темп сварочно-монтажных работ с учетом того, что создавать большой запас труб впереди потока нецелесообразно.

Земляные и изоляционно-укладочные работы

Линейные работы в условиях пустыни выполняют расчлененно-специализированным методом с соблюдением одного важного условия: все операции, начиная от подготовки трассы и кончая засыпкой уложенного трубопровода, выполняются на протяжении не более 2—5 км в зависимости от погоды и состояния песков. Это требование диктуется в основном тем, что часто дующие

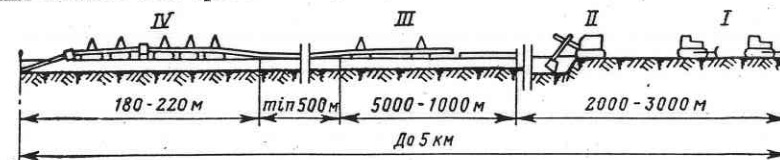


Рис. 14.3. Схема выполнения работ по строительству трубопровода в пустыне:
I — планировка грунта; II — устройство траншей; III — сварка труб; IV — изоляция и укладка

в пустыне ветры перемещают большие массы песка как по воздуху, так и по поверхности земли, засыпая все искусственные нарушения микрорельефа местности, восстанавливая естественное равновесное состояние поверхности пустыни (для Кызылкума и Каракумов — волнообразное).

Линейные работы включают:

- 1) подготовку трассы для продвижения монтажных и изоляционно-укладочных колонн, профилировку трассы;
- 2) рытье траншей под трубопровод;

- 3) монтаж и сварку трубопровода в нитку;
- 4) изоляцию и укладку;
- 5) засыпку.

Первую, вторую и пятую операции выполняют землеройные участки (колонны), третью — колонна монтажников и четвертую — изоляционно-укладочная колонна одного из участков генподрядного треста.

Технологическая схема выполнения комплекса работ показана на рис. 14.3. Между участками сварочно-монтажных и изоляционно-укладочных работ должен сохраняться постоянный разрыв не менее 500 м. Он необходим для затухания колебаний, вызываемых изоляцией и укладкой трубопровода.

Земляные работы

Земляные работы при подземной схеме прокладки включают планировку барханов (срезку их в полосе до 25 м), разработку траншей и засыпку уложенных в них труб.

Если продольный профиль трубопровода следует среднему профилю барханов, то объем планировочных работ достигает 25 000 м³ грунта. Планировку выполняют бульдозерами, число которых зависит от принятого шага потока. Одну изоляционно-укладочную колонну обслуживают до 12 бульдозеров, 4—5 из них заняты микропланировкой дороги для изоляционно-укладочной колонны и засышкой траншеи. Одновременно с планировкой барханов бульдозерами или экскаваторами открывают траншею. При рытье траншей одноковшовыми экскаваторами для одной укладочной колонны требуется 2—3 экскаватора, работающих одновременно со сменой мест работы по ходу движения (рис. 14.4, а). В песчаных грунтах весьма эффективна разработка траншеи двумя бульдозерами (рис. 14.4, б).

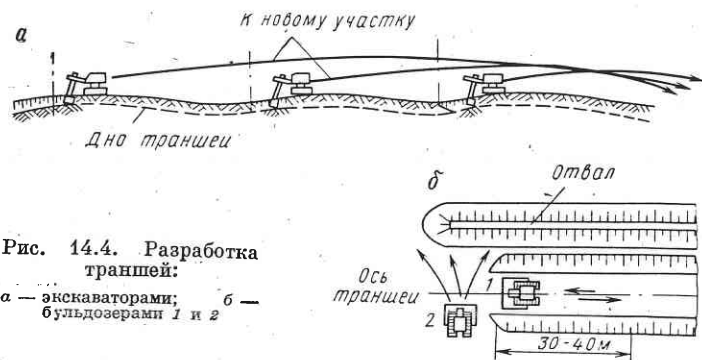


Рис. 14.4. Разработка траншей:
а — экскаваторами; б — бульдозерами 1 и 2

Бульдозер 1, продвигаясь вдоль траншеи, срезает грунт слоями толщиной до 10 см на участке длиной 30—40 м и перемещает срезанный грунт к месту работы бульдозера 2, который поперечными ходами транспортирует его в сторону от траншеи. На отвалах обоих бульдозеров устанавливают специальные закрывки, что увеличивает объем одновременно перемещаемого грунта до 3—4 м³.

При разработке закрепленных песков в ряде случаев применяли роторные экскаваторы.

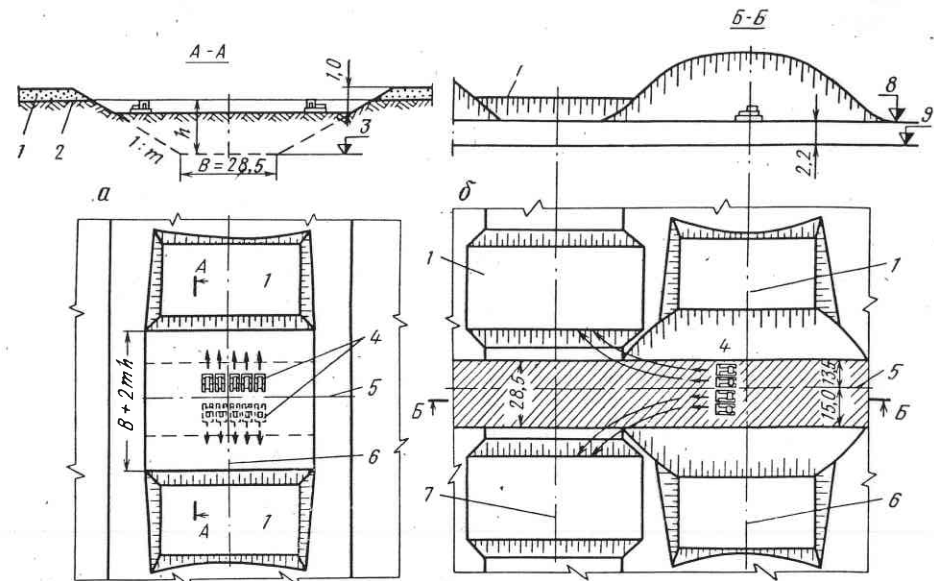


Рис. 14.5. Разработка грунта бульдозерами по схеме Гипрогаза:
а — перемещение грунта в поперечном направлении; б — перемещение грунта в продольном направлении; 1 — отвал грунта; 2 — барханная гряда; 3 — проектная отметка планировки; 4 — бульдозеры; 5 — ось трассы; 6 — ось барханной гряды; 7 — ось межрядного понижения; 8 — подошва бархана; 9 — дно траншеи

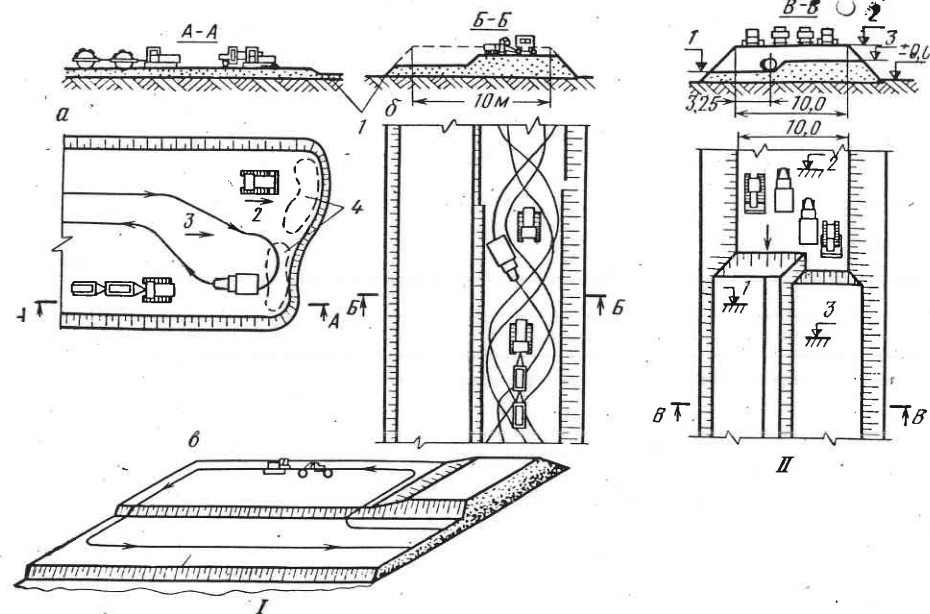


Рис. 14.6. Схема выполнения земляных работ на насыпи:
I — устройство насыпи; а — отсыпка насыпи с «головами» при отсутствии проезда; б — отсыпка насыпи при наличии проезда; в — отсыпка насыпи колесными скреперами; 1 — слой грунта (0,2—0,5 м), срезаемый бульдозером; 2 — направление движения бульдозера; 3 — направление отсыпки; 4 — отвал; II — засыпка; 1 — низ трубы; 2 — верх насыпи; 3 — верх трубы

Если продольный профиль трубопровода составляют таким образом, что верх трубы должен быть расположен на 1,5—2 м ниже отметок межрядовых понижений, то барханы планируют сразу до проектных отметок заложения труб. В соответствии с разработками Гипрогаза земляные работы выполняют мощными бульдозерами по следующей схеме (рис. 14.5).

На первой стадии бульдозеры перемещают грунт в поперечном направлении (рис. 14.5, а), а затем в продольном — с отвалом песка в межрядовые углубления (рис. 14.5, б). При этом объем земляных работ увеличивается. Однако оголение трубопровода исключается. Использование мощных бульдозеров позволяет обеспечить необходимый темп линейных работ.

При укладке трубопровода в так называемых сорах, т. е. засоленных грунтах, насыпь устраивают в два этапа (рис. 14.6). Сначала отсыпают часть насыпи до проектных отметок низа труб, а затем, после выполнения сварочно-монтажных и изоляционно-укладочных работ, досыпают оставшуюся часть насыпи и одновременно с этим засыпают трубопровод. Земляные работы можно выполнять бульдозерами и колесными скреперами (самоходными и прицепными).

Изоляционно-укладочные работы

Изоляционно-укладочные работы при подземной прокладке в песчаных грунтах выполняют по совмещенной технологии, при которой трубопровод покрывают изоляцией и одновременно укладывают в траншею. При этом в условиях сыпучих песков, перемещая трубопровод с бровки на дно траншеи, приходится передвигать его в горизонтальной плоскости на большее расстояние, чем в нормальных условиях. При ширине траншеи 5—7 м необходим большой вылет стрелы трубоукладчика, что увеличивает грузовой момент. Следовательно, на изоляции-укладке требуется большее число трубоукладчиков, либо должны использоваться трубоукладчики большой грузоподъемности.

Расстановка трубоукладчиков и необходимое их число для изоляционно-укладочных работ в каждом случае зависят от диаметра трубопровода и ширины траншеи по верху.

Основные элементы технологической схемы изоляционно-укладочных работ практически не отличаются от схем, рассмотренных в гл. 10. Однако следует учитывать некоторые особенности, определяемые условиями пустынь, сложенных барханными песками.

Впереди колонны, по пути ее движения, обязательно выполняют микропланировку грунта, так как даже после тщательной общей планировки к моменту подхода изоляционно-укладочной колонны дорога вдоль траншеи оказывается неровной: взрыхляет песок работающая впереди монтажная колонна, ветер насыпает бугры, выдувает ямы и т. п.

Колонна, работающая в песках, должна иметь на один трубоукладчик больше. Его используют при преодолении наиболее сложных участков, при ширине траншей более 6 м. В сыпучих песках колесо очистной машины зарывается в грунт и не может самостоятельно перемещаться по трубе. Тогда колесо приподнимают резервным трубоукладчиком и проводят машину через такой участок на крюке. В остальное время резервный трубоукладчик (по очереди) находится в профилактическом ремонте.

В некоторых местах трубоукладчики пробуксовывают, зарываясь в песок. На этот случай в колонне должен быть трактор, который помогает им преодолеть такие участки.

При ветрах на поверхность трубы оседает много пыли, песка, что снижает прилипаемость битумной мастики. Для снятия пыли перед изоляционной машиной устанавливают обод с набором мягких щеток, которые снимают пыль.

Изоляционно-укладочные работы летом рекомендуется вести только ранним утром и поздно вечером, когда жара спадает. В Каракумах, например, изоляционные колонны работали в две смены, рано утром и вечером. На день рабочих доставляли в жилой городок.

В ночную смену дорогу освещают фарами трубоукладчиков, а места работы очистной и изоляционной машин — от передвижных электростанций небольшой мощности. Особенно хорошо должно быть освещено место работы изоляционной машины.

Глава 15

ТРУБОПРОВОДЫ, СООРУЖАЕМЫЕ НА ВЕЧНОМЕРЗЛОМ ГРУНТЕ

§ 51. ТЕПЛОЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ТРУБОПРОВОДОВ С ВЕЧНОМЕРЗЛЫМ ГРУНТОМ

В настоящее время применяют три основных конструктивных схемы: подземную, наземную и надземную. Применимость каждой из них в тех или иных конкретных условиях определяется прежде всего тепловым взаимодействием труб с окружающей их средой. Если температура транспортируемого продукта отрицательная, то мерзлый грунт вокруг трубы оттаивать не будет, и, следовательно, его несущая способность будет достаточной для нормальной работы трубопровода при любой конструктивной схеме. Если же температура продукта положительная, то грунт вокруг трубы оттаивает. Несущая способность его резко снижается, что приведет к просадкам трубы и другим нежелательным последствиям. Для прогнозирования возможных последствий в работе труб при оттаивании грунта необходимо знать методы, позволяющие рассчитывать тепловое взаимодействие грунта с трубой.

Подземная схема прокладки трубопровода

Пусть труба расположена в грунте на глубине h (рис. 15.1). При температуре стенки трубы $t_{тр} > 0^\circ \text{C}$ вокруг нее образуется зона оттаивающего грунта, называемая *ореолом оттаивания*. Граница ореола оттаивания не является постоянной; она перемещается в зависимости от изменения температуры как грунта, так и трубы.

Для прогноза возможных изменений положения трубопровода достаточно иметь такую характеристику, как глубина протаивания грунта под трубой h_n . Это позволит рассчитать осадку труб, используя известные зависимости [1], и определить напряженное состояние труб.

Величину h_n найдем по формуле Форхгеймера

$$h_n = -\frac{a(1+b)}{(1-b)}, \quad (15.4)$$

где

$$a = \sqrt{h_0 - \frac{D_H}{4}},$$

$$b = \sqrt{\exp\left(-\frac{2t_{гр} \ln \frac{4h_0}{D_H}}{\frac{\lambda_T}{\lambda_M} t_{тр} - t_{гр}}\right)}. \quad (15.2)$$

В (15.2): $t_{гр}$ — температура мерзлого грунта; $t_{тр}$ — температура стенки трубы; λ_m и $\lambda_{т}$ — коэффициенты теплопроводности мерзлого и талого грунта.

Формула (15.1) определяет глубину протаивания в произвольном сечении, но поскольку трубопровод является линейным сооружением, то даже при постоянных по его длине характеристиках грунта h_n не будет постоянной, если $t_{тр}$ будет изменяться по длине. Известно, что температура трубопровода меняется по длине прежде всего за счет передачи тепла в окружающий трубу грунт.

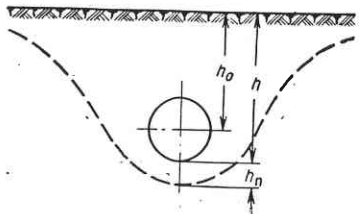
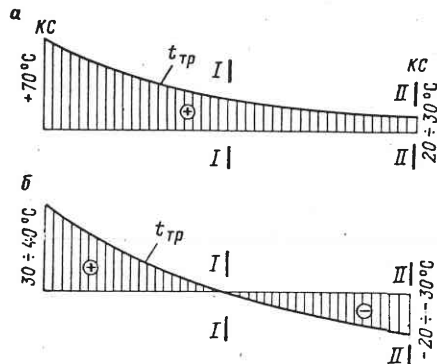


Рис. 15.1. Ореол оттаивания грунта

Рис. 15.2. Изменение температуры по длине трубопровода:

а — в летний период; б — в зимний период



Например, газ в летний период поступает в трубопровод с КС, имея температуру до 70°C , а подходит к следующей КС с температурой $20-35^\circ\text{C}$; в зимний период температура может изменяться от плюс $30-40^\circ\text{C}$ до минус 30°C (в зависимости от температуры окружающей среды). Графически изменение температуры по длине трубопровода для одного и того же участка можно представить, как показано, например, на рис. 15.2.

Как видно из рисунка, на участке до сечения I—I трубопровод в любой период года находится в горячем состоянии, а на участке от сечения I—I до II—II в течение некоторого времени — в горячем состоянии, а оставшееся время года в холодном.

Следовательно, в течение всего периода эксплуатации на участке до сечения I—I в грунт будет поступать тепло, и он будет непрерывно оттаивать. На участке I—II грунт будет периодически оттаивать и замерзать. В связи с этим приведем существующую в настоящее время классификацию (разработанную Гипроспецгазом), согласно которой участки трубопроводов делятся на *горячие, холодные и теплые*.

Под *горячим* понимается участок, температура которого в течение всего года выше 0°C ; под *теплым* — участок, на котором температура может быть выше и ниже 0°C , но среднегодовая — ниже нуля; под *холодным* — участок, температура труб на котором ниже 0°C в любое время года (могут быть лишь эпизодические повышения температуры выше 0°C).

Таким образом, определив принадлежность участка трубопровода к одному из перечисленных типов, можно заранее сказать, что на горячем участке будет происходить только оттаивание грунта, на теплом — периодическое оттаивание — замерзание, а на холодном оттаивания не будет. Это позволяет заранее наметить возможные конструктивные схемы трубопровода.

Наземная схема прокладки

При наземной схеме трубопровод прокладывают по поверхности грунта в насыпи.

Так же, как и в предыдущем случае, необходимо определить глубину протаивания грунта h_n под трубопроводом, уложенным в насыпи. Институтом Гипроспецгаз предложена следующая формула для определения глубины протаивания:

$$h_n = \alpha \beta \left[\sqrt{\frac{2\lambda_{oc} t_{тр}}{\tau - \frac{H_0^2 (q_0 + 0.5C_c t_{тр})}{2\alpha^2 \beta^2 \lambda_c t_{тр}}}} \right], \quad (15.3)$$

где α — коэффициент зависимости глубины протаивания от диаметра труб, изменяющийся от 0,7 до 1,05; β — коэффициент перехода от условий одномерной к условиям двумерной задачи, см. [2]; $t_{тр}$ — температура стенки трубы; τ — время, в течение которого трубопровод имеет положительную температуру; H_c — толщина теплоизолирующего слоя в основании насыпи; q_0 — количество тепла, необходимое для оттаивания 1 м^3 грунта; C_c — объемная теплоемкость теплоизолирующего слоя; λ_c — коэффициент теплопроводности теплоизолирующего слоя; λ_{oc} — коэффициент теплопроводности грунта; C_{oc} — объемная теплоемкость талого грунта.

С учетом сезонного протаивания грунта от солнечной радиации к величине h_n , определяемой по (15.3), необходимо добавить сезонное протаивание

$$h_{c.n} = m H_{c.n} - H_n, \quad (15.4)$$

где $H_{c.n}$ — нормативная глубина сезонного протаивания; H_n — высота насыпи; m — коэффициент, учитывающий приток тепла через откосы насыпи:

$$m = \sqrt{\frac{L}{L_1}}. \quad (15.5)$$

В (15.5) L — длина поверхности насыпи; L_1 — ширина основания насыпи.

В зависимости от теплового режима трубопровода устанавливают, к какому типу относится тот или иной участок (горячему, теплом или холодному). Поскольку на горячих участках сохраняется постоянная положительная температура стенки труб, то оттаивание грунта будет происходить непрерывно с момента пуска трубопровода. На теплых участках оттаивание будет наблюдаться только в течение времени, когда трубопровод имеет положительную температуру. За один год таких дней может быть 50, 100, 120 и т. д. Тогда в (15.3) время τ принимается соответственно 50, 100, 120 и т. д. дней; на горячих же участках τ принимается равным расчетному сроку эксплуатации.

На холодных участках положительная температура стенок труб бывает эпизодической и во внимание не принимается.

§ 52. МЕТОДЫ УМЕНЬШЕНИЯ ТЕПЛОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ТРУБОПРОВОДА НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Охлаждение транспортируемого продукта

Охлаждение продукта можно применять в тех случаях, когда это допускает технология перекачки (например, при перекачке газа, жидких углеводородных газов, легких фракций нефти). Такие продукты, как нефть и вода,

охлаждать ниже 0° С нельзя, так как нефть становится очень вязкой, а вода замерзает. Практическое применение имеет прежде всего транспорт охлажденного газа. Охлаждение газа хотя бы до -1° С позволяет полностью исключить растепление мерзлоты и сохранить ее в естественном состоянии. Следовательно, других мер, связанных с обеспечением устойчивости трубопровода, применять не требуется.

Существует много технологических схем охлаждения газа, позволяющих получить достаточно низкую температуру газа. К их числу относятся так называемые комбинированные системы, включающие аппараты воздушного охлаждения и холодильные установки. На рис. 15.3 приведена схема охлаждения в комбинированной системе [13]. Газ из КС поступает в систему воздушного охлаждения 1, где он охлаждается воздухом. Охлажденный таким образом газ поступает в холодильник 2, где он охлаждается до необходимой температуры -1 ÷ -2° С. В качестве хладагента в холодильнике могут использоваться, например, аммиак, фреон, пропан. Обратная схема такого холодильника включает компрессор 3, конденсатор 4, ресивер 5 и регулировочный вентиль 6.

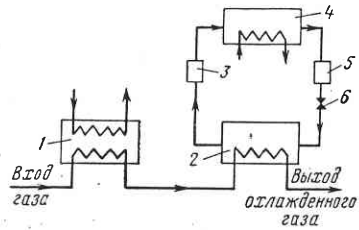


Рис. 15.3. Комбинированная схема охлаждения

Рис. 15.3. Комбинированная схема охлаждения

Применение теплоизоляции труб

Перекачка продуктов, которые нельзя охлаждать, осуществляется по теплоизолированным трубам. Теплоизоляция позволяет уменьшить теплоотдачу от труб в грунт и соответственно уменьшить как скорость оттаивания, так и величину $h_{доп}$. Наиболее целесообразна теплоизоляция при полуподземной и наземной схемах укладки. Простейшей является теплоизоляция в виде песчаной подушки под трубопроводом высотой до 1 м. Однако стоимость ее велика, а теплозащитный эффект мал. Лучшее решение можно получить, применяя плоские или цилиндрические теплоизолирующие (рис. 15.4) экраны из синтетических материалов, например из пенополиуретана и др. В этих случаях необходимо рассчитать толщину экрана.

Для плоского экрана при наземной схеме укладки (рис. 15.4, а) толщина его

$$\delta_{п.э} = \frac{2\lambda_{из}(T_{г}-T_{з}) \exp\left(-\frac{4h_{доп}^2}{4a_{г\tau}}\right)\tau}{\left(1-\frac{\lambda_{из}}{\lambda_{т}}\right)\left[\sigma_{л}(w_{с}-w_{н})\gamma_{м}h_{доп} \frac{2\lambda_{м\tau}(T_{з}-T_{0})}{H-h_{доп}} \exp\left(-\frac{h_{доп}^2}{4a_{м\tau}}\right)\right]} - \frac{\lambda_{из}h_{доп}}{\lambda_{т}-\lambda_{из}}, \quad (15.6)$$

где $T_{г}$, $T_{з}$, T_{0} — соответственно температура газа, температура замерзания (таяния) грунта и температура на глубине нулевых годовых амплитуд ($H_0 = 10$ м); $\lambda_{из}$, $\lambda_{т}$, $\lambda_{м}$ — коэффициенты теплопроводности материала, соответственно изоляции (экрана), талого и мерзлого грунта; $a_{г}$, $a_{м}$ — коэффициенты температуропроводности талого и мерзлого грунта; $w_{с}$ — суммарная влажность грунта в долях единицы; $w_{н}$ — весовое содержание незамерзшей воды в долях единицы, определяемое для температуры, равной T_0 ; $\gamma_{н}$ — объемный вес ске-

лета мерзлого грунта; τ — расчетная продолжительность оттаивания грунта; $h_{доп}$ — допускаемая глубина оттаивания основания под газопроводом; $\sigma_{л}$ — удельная теплота плавления льда.

Величина $h_{доп}$ принимается в зависимости от осадки грунта и допускаемой деформации трубопровода.

Для цилиндрического экрана при наземной прокладке толщина его (рис. 15.4, б, в) будет

$$\delta_{ц.э} = r \left[\exp\left(\frac{\lambda_{из}(T_{г}-T)\varphi \sqrt{a_{г\tau}} \operatorname{erf}\frac{\beta}{2\sqrt{a_{г\tau}}}}{360\lambda_{г\tau}(T-T_{з})}\right) - 1 \right], \quad (15.7)$$

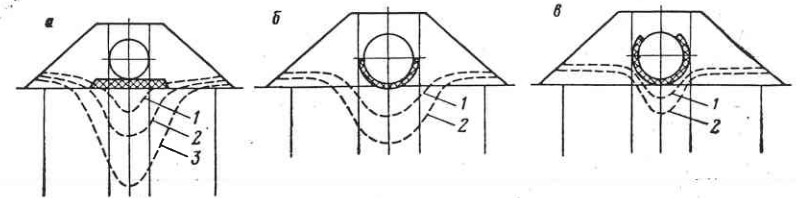


Рис. 15.4. Изменение границ области оттаивания при наземной схеме прокладки:

а — плоский экран; б — цилиндрический экран с φ до 180° ; в — цилиндрический экран с $\varphi > 180^\circ$; 1, 2, 3 — изотермы

где r — радиус трубы в м; φ — угол охвата трубопровода экраном в град; erf — функция, табулированная в математических таблицах;

$$T = T_{з} + \frac{\sigma(w_{с}-w_{н})\gamma_{м}}{2\lambda_{г\tau} - \frac{\lambda_{т}}{2a_{г}}}, \quad (15.8)$$

$$\beta = \sqrt{\frac{2\lambda_{т}(T-T_{з})}{\sigma(w_{с}-w_{н}) + \frac{\lambda_{т}(T-T_{з})}{2a_{г}}}}. \quad (15.9)$$

По формуле (15.6) выполнены оценочные расчеты толщины теплоизоляционных плоских экранов при наземной прокладке газопровода диаметром 1420 мм. Предполагая, что газ после компримирования охлаждается в воздушных холодильниках, рассматриваем вариант при $T_{г} = 13,4^\circ \text{С}$. Продолжительность работы трубопровода при указанной температуре принимаем 5 месяцев ($\tau = 3600$ ч); $\lambda_{т} = 1,3$ ккал/(м·ч·°С); $a_{г} = 0,0024$ м²/ч; $(w_{с} - w_{н})\gamma_{м} = 235$ кгс/м³; $T_{з} = 0^\circ \text{С}$; $\lambda_{из} = 0,033$ ккал/(м·ч·°С). Расчеты показывают, что, задаваясь $h_{доп} = 1,5$ м и $T_{г} = 13,4^\circ \text{С}$, получаем необходимую толщину плоского экрана примерно 80 мм. При тех же условиях толщина цилиндрического экрана составляет 40 мм при угле охвата 180° .

Наблюдения в природных условиях показывают, что при плоском экране за одно и то же время глубина оттаивания примерно вдвое больше, чем у цилиндрического. Из рис. 15.4 видно, что лучшие результаты достигаются при цилиндрическом экране с углом охвата более 180° .

§ 53. КОНСТРУКТИВНЫЕ СХЕМЫ И ТЕХНОЛОГИЯ СООРУЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ НА ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ

Нельзя сказать заранее, какая из схем для вечномерзлых грунтов наилучшая. Любая из существующих в настоящее время схем может быть хороша для одних условий и совершенно непригодна для других.

В результате проведенных исследований составлена таблица рекомендуемых систем (табл. 15.1) прокладки трубопроводов в условиях вечномерзлых грунтов. Она составлена с учетом несущей способности мерзлого грунта при

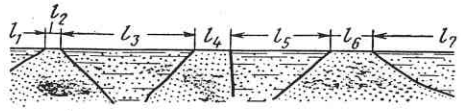


Рис. 15.5. Схема чередования грунтов

различных температурных состояниях трубопровода в соответствии с приведенным выше определением горячих, теплых и холодных участков.

В таблице указаны методики расчета осадок. Сущность этих методик рассматривается в курсе «Механика грунтов».

Остановимся на особенностях определения дополнительных напряжений, обусловливаемых осадкой трубопровода при оттаивании грунта, при подземной и наземной схемах прокладки по сравнению с аналогичной методикой, приведенной в гл. 13.

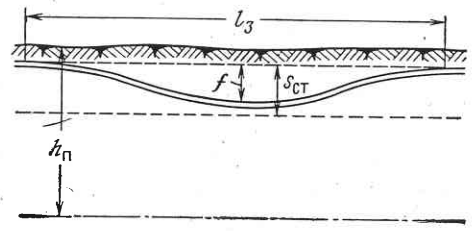


Рис. 15.6. Перемещение трубопровода при оттаивании грунта

Пусть трубопровод сооружается по подземной или наземной схеме на местности, сложенной чередующимися участками прочного мерзлого грунта (I категория) и участками слабого мерзлого грунта (II и III категории). Допустим, что трубопровод вызывает оттаивание грунта, что приводит к продольным и поперечным перемещениям труб, а также к явлениям потери устойчивости. На рис. 15.5 показана примерная схема чередования участков слабого мерзлого и участков прочного грунта. Определяя на участках $l_1 - l_7$ ожидаемые значения глубины оттаивания h_p , находят наибольшую возможную осадку $s_{ст}$ грунта под воздействием внешней нагрузки (вес труб — подземная укладка; вес труб и насыпи — наземная) без учета статической работы труб в продольном направлении. Затем из условия обеспечения прочности трубопровода определяют наибольшую допустимую стрелку прогиба трубопровода на соответствующем участке (например, на рис. 15.6 — участок l_3). Если $s_{ст} > f$, то исследуют возможность работы труб на участке l_2 как упругой жесткой нити или балки (см. гл. 13). Целесообразно не ограничиваться исследованием одной схемы укладки, а рассмотреть случаи подземной и наземной схем. При невыполнении условий прочности трубопровода, например при подземной схеме,

Таблица 15.1

Рекомендуемые системы прокладки трубопроводов в условиях вечномерзлых грунтов

Тип участка по сложности геологических условий	Группа типов местности	Характеристика грунтов по просадочности	Методика определения осадок	Рекомендуемые системы прокладки газопровода в зависимости от характеристик участка		
				«Горячий»	«Теплый»	«Холодный»
Нормальный	IV группа Речные террасы, залесенная пойма	I категория Непросадочные при оттаивании, дающие незначительную равномерную осадку	Практически не учитываются Фильтрационная	Подземная и наземная	Подземная и наземная	Подземная и наземная
	III группа Болота в между-речьях, надпойменные террасы			Подводная с пригрузкой и в насыпи	Подводная с пригрузкой и в насыпи	Подводная с пригрузкой и в насыпи
Сложный	II группа Тундровые и лесотундровые плохо дренированные местности	II категория Малопросадочные, дающие неравномерную осадку до 10% от мощности оттаявшего слоя	Фильтрационная	Наземная на свайных и наземных опорах	Наземная и наземная на теплоизоляционной подушке	Наземная на выравненной площадке без обвалования и подземная
	Особо сложный	I группа Бугристые и плоские торфяники, склоны с развитием солифлюкционных процессов	Опытным путем и методика вязкой жидкости	Наземная на свайных опорах	Наземная с теплоизоляционной подушкой и обвалованием	Наземная с теплоизоляционной подушкой и обвалованием

принимают наземную. В обоих случаях для уменьшения h_n , а следовательно, и $s_{ст}$ возможно применение теплоизолирующих конструкций. Если $s_{ст} < f$ и обеспечиваются условия устойчивости, то на данном участке возможны подземная и наземная схемы укладки.

Технология строительства трубопроводов в условиях мерзлых грунтов (изоляционно-укладочные, сварочно-монтажные) в холодное время года (пока сохраняется мерзлое состояние грунта) не отличается от работ в обычных условиях. Осложнения возникают с разработкой мерзлого грунта. При оттаявшем грунте работы осложняются, и вести их приходится так же, как и на болотах (см. гл. 13).

Раздел шестой

ПЕРЕХОДЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЕСТЕСТВЕННЫЕ И ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ

Глава 16

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЕСТЕСТВЕННЫХ И ИСКУССТВЕННЫХ ПРЕПЯТСТВИЙ. ОЖИДАЕМОЕ ЧИСЛО ПРЕПЯТСТВИЙ

§ 54. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕПЯТСТВИЙ

Магистральные трубопроводы пересекают, как правило, большое число препятствий двух видов: естественные и искусственные.

Под *естественными* понимают препятствия, сформировавшиеся на земной поверхности без участия человека; под *искусственными* понимают препятствия, появившиеся в результате деятельности человека.

К естественным препятствиям относят: реки, озера, болота, участки вечномерзлых грунтов и т. п.; к искусственным — населенные пункты, железные и шоссейные дороги, трубопроводы, кабели связи, каналы, искусственные водохранилища и т. п.

Как видно из этого перечня, естественные и искусственные препятствия можно подразделить на два основных типа — линейно-протяженные препятствия (реки, дороги, трубопроводы, каналы и т. п.) и препятствия, занимающие ограниченную замкнутую площадь земной поверхности.

Линейно-протяженные препятствия, если они идут в поперечном направлении к генеральному направлению трассы трубопровода, приходится пересекать; ограниченные препятствия можно и обойти.

При решении вопроса о способе преодоления препятствий, как правило, приходится решать не только конструкторские и технологические, но и экономические вопросы. Так, при необходимости пересечь трубопроводом реку можно применить подземную схему (под дном реки) и надземную (арочный переход, мостовая схема и т. п.). Какую из них принять, дает возможность определить экономическое сравнение различных вариантов. Аналогичные задачи решают и при пересечении болот, вечномерзлых грунтов, железных и шоссейных дорог. Несколько сложнее обстоит дело при решении вопросов, связанных с пересечением населенных пунктов. Прежде чем принять решение, необходимо определить убытки, связанные с удлинением трассы трубопровода при обходе населенного пункта, и убытки от сноса домов при пересечении объектов. Однако в последнем случае нельзя руководствоваться только экономическими соображениями, так как возникают проблемы, связанные с переселением людей, определением новых мест для жилья и т. п.

Решение многих из этих вопросов должно осуществляться уже на первых этапах проектирования. При этом немаловажное значение имеет оценка ожидаемого числа и вида препятствий вдоль трассы будущего трубопровода.

§ 55. ОЖИДАЕМОЕ ЧИСЛО ПРЕПЯТСТВИЙ

Поскольку трасса будущего трубопровода между начальной и конечной точками является по существу линией, блуждающей среди множества различного рода естественных и искусственных препятствий, то каждому положению трассы соответствует определенное их число. Его можно рассматривать как поток событий, подчиняющийся обобщенному закону Пуассона.

В соответствии с этим законом вероятность того, что на всей длине трассы l будет k препятствий того или иного вида u запишем:

$$P(u = k) = \frac{M^k}{k!} e^{-M}, \quad (16.1)$$

где M — математическое ожидание числа препятствий на будущей трассе l . Для случайной величины (препятствия), распределенной по закону Пуассона, характерным является равенство математического ожидания и дисперсии D , определяемых в данном случае как

$$M = D = \lambda l, \quad (16.2)$$

где λ — мгновенная плотность потока препятствий.

Под мгновенной плотностью λ в рассматриваемом случае понимается среднее число препятствий данного вида, приходящееся на 1 км трассы трубопровода.

Свойство (16.2) используется в нашем случае для оценки правдоподобности гипотезы о том, что распределение числа препятствия вдоль будущей трассы является пуассоновским.

Вероятность того, что число препятствий вида u на какой-то трассе будет между заданными значениями k_1 и k_2 , определится из условия

$$P(k_1 \leq u \leq k_2) = \sum_{k_1}^{k_2} \frac{(\lambda l)^k}{k!} e^{-\lambda l}. \quad (16.3)$$

Поскольку на одной трассе могут встретиться самые различные препятствия — как естественные, так и искусственные, то необходимо оценить ожидаемое число каждого препятствия. С этой целью полную длину трассы можно представить как сумму длин препятствий различного типа. Допустим, что по длине трубопровода имеются участки различных видов, которые мы будем называть препятствиями.

Пусть l_1 — суммарная длина препятствий первого вида, характеризующая параметром λ_1 ; l_2 — препятствия второго вида с λ_2 и т. д.

Тогда общая длина трассы

$$l = \sum_{i=1}^n l_i.$$

Допустим, что вдоль трассы имеется пять препятствий различных видов ($n = 5$); вообще же их может быть значительно больше.

При решении задачи о числе препятствий следует иметь в виду, что отдельные препятствия, являющиеся случайными, независимы друг от друга, а распределение каждого из них подчиняется закону (16.1). Тогда и сумма ожидаемого числа препятствий подчиняется этому же закону, т. е. математическое ожидание числа препятствий можно определять как

$$M = \sum_{i=1}^n \lambda_i l_i.$$

Соответственно вероятность того, что ожидаемое число препятствий u будет находиться между какими-либо заданными значениями k_1 и k_2 , определится из уравнения

$$P(k_1 \leq u \leq k_2) = \sum_{k_1}^{k_2} \frac{(\lambda l)^k}{k!} e^{-\lambda l}, \quad (16.4)$$

где

$$\lambda = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i l_i}{l} \quad (16.5)$$

— среднее число препятствий любых видов, приходящееся на единицу длины трубопровода между его начальной и конечной точками.

В качестве нижнего предела ожидаемого числа препятствий k_1 можно принять 0 или 1. Тогда, имея данные о λ , можно по (16.4) определить k_2 с заданной вероятностью. Допустим, $l = 1000$ км, $k_1 = 0$, $\lambda = 0,01$ препятствия на км. Требуется найти k_2 с вероятностью 0,95.

По (16.4)

$$\sum_0^{k_2} \frac{(\lambda l)^k}{k!} e^{-\lambda l} = 0,95.$$

По таблицам работы [9] при $\lambda l = 0,01 \cdot 1000 = 10$ находим $k_2 = 15$. Таким образом, с вероятностью ошибки 0,05 (в соответствии с принятыми исходными данными) число препятствий любого вида на данной трассе можно ожидать равным 15.

Из приведенного выше следует, что достоверность прогноза ожидаемого числа препятствий определяется прежде всего достоверностью параметра

Оценка параметра λ . Классификация местности

Различные районы СССР характеризуются наличием наиболее характерных видов препятствий. Так, для Крайнего Севера характерно распространение вечномерзлых грунтов, Западной Сибири — болот и рек, для Центра — наличие чрезвычайно разветвленной сети дорог и т. п. Поэтому параметр λ в различных зонах будет учитывать общее число препятствий, в котором будут преобладать характерные для данного района препятствия. Оценка λ с учетом особенностей районирования может быть сделана на основе статического анализа препятствий на уже построенных трубопроводах или по данным карт, аэрофотосъемки и съемки со спутников.

Имея данные о λ вдоль ряда трасс трубопроводов, сооружаемых в пределах каких-либо регионов, учитывая преимущественное направление трасс (юг — север, восток — запад и т. д.), можно оценить достоверности оценки λ методом максимума правдоподобия, функция которого имеет вид

$$\Phi = \frac{\lambda \sum_{i=1}^n u_i}{u_1! u_2! \dots u_n!} l_1^{u_1} l_2^{u_2} \dots l_n^{u_n} e^{-\lambda \sum_{i=1}^n l_i}, \quad (16.6)$$

где u_i — число препятствий на каком-либо трубопроводе длиной l_i .

Имея в виду, что $\frac{\partial \ln \Phi}{\partial \lambda} = 0$, находим с учетом (16.6)

$$\frac{\sum_{i=1}^n u_i}{\lambda} - \sum_{i=1}^n l_i = 0.$$

Откуда

$$\lambda = \frac{\sum_{i=1}^n u_i}{\sum_{i=1}^n l_i}. \quad (16.7)$$

Наряду со статическим методом оценки λ можно использовать данные топографических карт и снимков, получаемых со спутников. Определяя на характерных направлениях число препятствий и длину линии, вдоль которой они фиксируются, по (16.7) можно найти λ . Такой подход дает возможность классифицировать местность по естественным и искусственным препятствиям.

Принципы классификации территории СССР по распределению естественных препятствий

В основу классификации территории СССР положен следующий принцип.

Вся территория, где предполагается строительство трубопроводных систем, делится на области, ограниченные и пересекаемые линиями, вдоль которых и осуществляется оценка параметра λ для того или иного вида естественного препятствия. В качестве ограничивающих линий целесообразно использовать сетку параллелей, меридианов и диагоналей, соединяющих узлы, образованные пересечениями параллелей и меридианов.

Вдоль меридианов, параллелей и диагоналей подсчитывают препятствия. Таким образом, каждый элемент, образованный параллелями и меридианами, оценивается по четырем основным направлениям.

Зная число естественных препятствий и предполагая, что каждая из сторон квадрата полностью лежит в «своей зоне» (для такого допущения необходимо, чтобы квадраты были достаточно малыми), найдем значение параметра λ для каждой из сторон квадрата.

Для ответа на вопрос, отнести ли две противоположные стороны некоторого квадрата к одной зоне или к различным, нужно знать, какие значения оценок следует считать достаточно различающимися. Поскольку каждая из зон характеризуется своим значением λ , вопрос о достаточности различия между оценками сводится к проверке гипотезы о равенстве средних для двух сторон квадрата. Это сравнение может быть выполнено следующим образом. Если оценку для математического ожидания, относящегося к одной из сторон, обозначить через λ_1 , то оценка соответствующего стандартного отклонения будет равна $\sqrt{\lambda_1}$. Если оценка λ_2 для второй стороны квадрата находится в пределах $\lambda_1 \pm \sqrt{4\lambda_1}$, то расхождение между λ_1 и λ_2 следует считать незначительным. В противном случае оно значимо и стороны квадрата нужно отнести к разным зонам. Таким образом, значимой разностью между двумя оценками имеет смысл считать величину $2\sqrt{\lambda_1}$.

Если необходимо, чтобы деление на зоны было как можно более точным, следует выбрать шаг шкалы значений λ возможно меньшим. Наименьшее зна-

чение λ получается при использовании для вычисления шага наименьшей из полученных оценок. Учитывая основные направления, оказывается достаточным получить λ и построить по их значениям четыре карты по направлениям: север — юг, запад — восток, северо-запад — юго-восток, северо-восток — юго-запад, а также общую карту, для которой параметр λ оценивался как среднее параметров четырех направлений.

Использование полученных оценок на примере нескольких трасс показало их эффективность. Так, для магистрального нефтепровода из Уфы в Омск теоретически было определено 45 препятствий.

Сравнение полученного теоретически числа препятствий с реальным их числом показало, что трасса нефтепровода Туймазы — Омск, построенного по тому же направлению, что и в нашем примере, пересекает 42 препятствия.

Таким образом, на стадии ТЭО, не проводя рекогносцировочных работ на местности, можно получить представление о возможном числе переходов рек на будущей трассе.

Аналогичные карты можно построить и для других видов естественных препятствий (болот, озер, вечномерзлых грунтов, горных участков и т. д.), что дает возможность в конечном итоге определить число естественных препятствий любого вида еще до начала составления технического проекта.

Оценка числа искусственных препятствий

Искусственные препятствия являются продуктом деятельности человека. Если какой-то район совершенно не освоен, то вряд ли там можно ожидать каких-либо инженерных сооружений. В то же время на густо заселенной местности число искусственных препятствий тем больше, чем выше плотность заселения местности. Поэтому вполне уместно принять предположение о существовании функциональной зависимости между числом искусственных препятствий и плотностью населения.

Будем считать, что между числом искусственных препятствий на единицу длины трассы λ и плотностью населения существует связь

$$\lambda = \varphi(S). \quad (16.8)$$

Имея данные о плотности населения S (по результатам переписи населения СССР), можно определить среднюю плотность населения для каждого из элементов сетки, показанной на рис. 16.1:

$$S_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \omega_i}{\sum_{i=1}^n \omega_i}, \quad (16.9)$$

где S_i — плотность населения i -й административной единицы в каком-либо элементе; ω_i — площадь части элемента, занимаемого i -й административной единицей (районом, областью и т. п.), n — число административных единиц, входящих в элемент.

Как показали исследования, связь (16.8) может быть представлена в форме линейного уравнения вида

$$\lambda = a + bS_{\text{ср}}, \quad (16.10)$$

где a и b — коэффициенты, определяемые по формулам

$$a = \lambda - bS_{\text{ср}},$$

$$b = \frac{\sum (S_i - \frac{1}{n} \sum S_i) (\lambda_i - \lambda)}{\sum (S_i - \frac{1}{n} \sum S_i)^2}. \quad (16.11)$$

Оценка отклонения от линии регрессии (16.10) определяется по формуле

$$\sigma_S^2 = \frac{1}{n-2} \left\{ \sum (S_i - \frac{1}{n} \sum S_i)^2 - \frac{[\sum (\lambda_i - \lambda) (S_i - \frac{1}{n} \sum S_i)]^2}{\sum (\lambda_i - \lambda)^2} \right\} \quad (16.12)$$

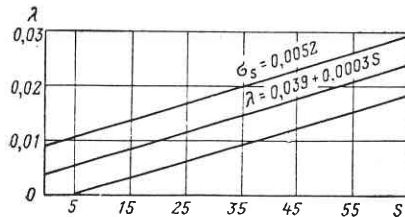


Рис. 16.1. Зависимость λ от S для европейской части СССР

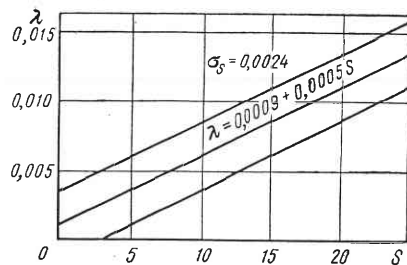


Рис. 16.2. Зависимость λ от S для восточной части СССР

Выполненные с помощью ЭВМ расчеты a , b и σ_S для территории СССР позволили представить уравнение регрессии (16.10) в виде

$$\lambda = 0,0016 + 0,004S_{\text{ср}},$$

а оценка отклонения $\sigma_S = 0,0036$.

Получены уравнения регрессии и оценка отклонений отдельно для европейской и восточной частей территории:

$$\begin{aligned} \text{для европейской} & - \lambda = 0,039 + 0,0003S_{\text{ср}}, \quad \sigma_S = 0,0052, \\ \text{для восточной} & - \lambda = 0,0009 + 0,0005S_{\text{ср}}, \quad \sigma_S = 0,0024. \end{aligned} \quad (16.13)$$

По формулам (16.13) построены графики рис. 16.1 и 16.2.

По этим графикам можно определить ожидаемое число искусственных препятствий в каком-либо районе СССР, имея данные о плотности населения. При этом следует иметь в виду, что на графиках размерность λ — число препятствий. Так, при плотности населения в европейской части в каком-либо районе 70 чел/км² на каждый километр трассы приходится 0,025 препятствия.

Следует иметь в виду, что число препятствий должно периодически (рекомендуется через каждые десять лет) уточняться.

Определение ожидаемого числа естественных препятствий определенной длины

Большинство искусственных препятствий имеет длину в пределах 100 м и является одноточечным. Поэтому выяснение вопроса о том, как распределяются они вдоль трассы, особого интереса не представляет.

Естественные препятствия могут иметь длину от нескольких десятков метров до нескольких километров. Поэтому важно знать не только суммарное число препятствий, но и распределение длин отдельных препятствий. Допустим, что нас интересует выделение препятствий следующих длин: до 100 м; 101—200 м, 201—500 м и более 500 м. Это позволит уже на самой начальной стадии представить не только общий ориентировочный объем работ, но и наметить технологические схемы их выполнения.

Считая закон распределения длин препятствий пуассоновским, определим параметр λ для препятствий данного вида:

$$\lambda_{\leq 100}, \lambda_{101-200}, \lambda_{201-500} \text{ и т. д.}$$

Принимая в качестве нижнего предела в (16.3) $k_1 = 0$, можно по (16.3) найти k_2 при заданной вероятности. Параметр λ можно определить, используя топографические карты, снимки, получаемые со спутников, а также статические данные по построенным трубопроводам.

Установив для элементов сетки (рис. 16.2) соответствующие λ_i для каждой длины препятствий (до 100, 101—200 и т. д.), определяем среднее значение:

$$\lambda = \frac{\sum \lambda_i l_i}{l},$$

где l_i — длина дуги элемента, на которой определялось λ_i , l — полная длина линии (трассы), для которой определяется $\lambda_{\text{ср}}$.

Глава 17

ПОДВОДНЫЕ ПЕРЕХОДЫ ТРУБОПРОВОДОВ

К подводным переходам относятся участки магистральных трубопроводов, пересекающие естественные или искусственные водоемы (реки, озера, водохранилища). Границы подводного перехода в соответствии со СНиП II-45-75 определяются уровнем воды в водоеме 10%-ной обеспеченности, т. е. уровнем воды в водоеме, до которого вода может подниматься в течение ста лет до 10 раз. В незарегулированных реках этот горизонт бывает лишь при очень значительных паводках; в зарегулированных водоемах границы перехода определяются верхним уровнем воды, допускаемым по условиям работы зарегулированного водоема.

§ 56. УСТОЙЧИВОСТЬ ДНА И БЕРЕГОВ ВОДОЕМОВ НА УЧАСТКАХ ПЕРЕХОДОВ. КЛАССИФИКАЦИЯ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ

Устойчивость дна и берегов рек

Надежная работа подводных переходов в течение расчетного срока их эксплуатации обеспечивается выбором обоснованного решения о заглублении трубопровода в русловой части реки и на береговых ее участках, а также соот-

ответствующих конструктивных решений. В настоящее время для оценки возможных деформаций русла и берегов реки в створах трубопроводов применяется гидролого-морфологическая теория руслового процесса. Как показал опыт эксплуатации переходов, использование основных идей этой теории при строительстве переходов через равнинные реки с незарегулированным водным режимом дает весьма хорошие результаты. Характер деформаций горных рек, а также рек в районах Крайнего Севера еще находится в стадии исследований.

Результаты обследований большого числа (несколько сот) нефте- и газопроводов показывают, что все многообразие размывов трубопроводов, встречающихся на практике, можно отнести к следующим типам:

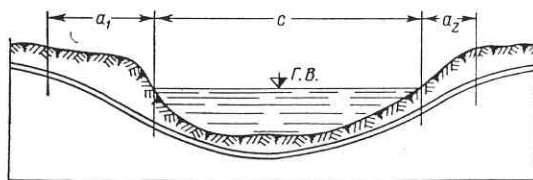


Рис. 17.1. Характерные участки размыва в створах переходов

На разных участках рек эти размывы происходят по различным причинам. И для того чтобы понять их, необходимо хотя бы кратко рассмотреть основные типы русловых процессов, приводящих в период эксплуатации к размывам труб и созданию аварийных ситуаций.

В гидрологии (науке о естественных русловых процессах) различаются следующие типы русловых процессов: ленточно-грядовой, осередковый (русловая многорукавность), побочный, ограниченное меандрирование, свободное меандрирование, пойменная многорукавность.

Ленточно-грядовой тип руслового процесса представляет переформирование русла, выражающееся в сползании по нему крупных одиночных (занимающих всю ширину русла) песчаных гряд (рис. 17.2), получивших название ленточных, длина которых (шаг) λ_r обычно составляет 6—8 ширины русла; высота 1,5—2, реже более 3 м; скорость сползания — от нескольких метров до 200—300 м в год. Плановые деформации бровок берегов русла при этом не характерны. Подобные гряды обладают довольно устойчивым шагом (коэффициент вариации относительно шага гряд $\frac{\lambda_r}{b} = 0,37$; b — ширина русла) и могут занимать участки большой протяженности — десятки километров.

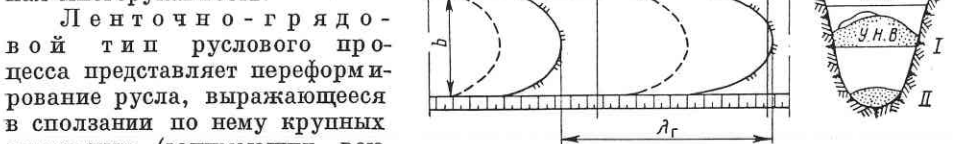


Рис. 17.2. Схема ленточно-грядового руслового процесса:

I — голова гряды, II — подвалье гряды; У. В. В. и У. Н. В. — уровень соответственно высоких и низких вод

Сползая по руслу, гряды вызывают местное повышение дна (при прохождении гребня гряды), сменяющееся последующим его понижением (надвижение подвалья следующей гряды).

Количественно русловой процесс ленточно-грядового типа выражается следующими измерителями: шагом гряды λ_r (расстояние между гребнями смеж-

ных гряд по средней линии русла); высотой гряды Δ (возвышение гряды над подшовой подвалья, измеренное по профилю, в котором это превышение имеет наибольшее значение); скоростью перемещения гряды v_r м/год.

Шаг и высота определяются по данным фактических замеров. При оценке деформаций русла важно установить размеры и хронологический порядок изменений высотных отметок дна русла.

Осередковый тип руслового процесса (русловая многорукавность) возникает на реках, перегруженных донными наносами, и определяется по обилию

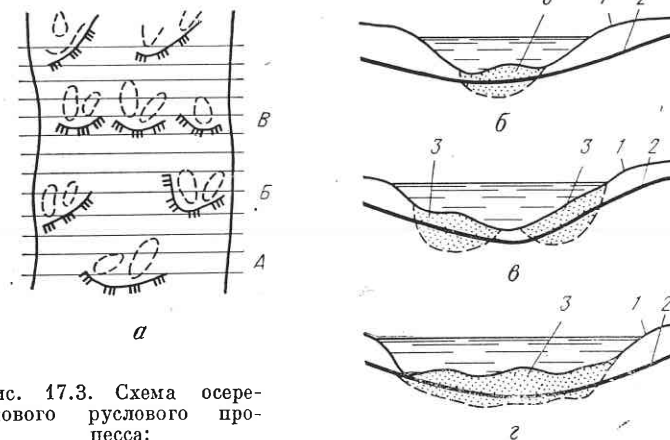


Рис. 17.3. Схема осередкового руслового процесса:

а — план участка; А, Б, В — створы трубопроводов; б — размыв в средней части русла; 1 — размывы приузловых участков; 2 — размыв по всей ширине русла; I — линия берега и дна реки; 2 — трубопровод; 3 — зона размыва

крупных гряд, сползающих по руслу и образующих осередки и острова, легко обнаруживаемые на планах и аэрофотоснимках. Границы русла в плане не имеют закономерной искривленности, и в целом река не меандрирует (рис. 17.3). Поперечное сечение русла распластано. Пойма островная, со следами множества протоков.

Основные деформации русла выражаются в образовании и сползании вниз по течению крупных ленточных гряд, расплзающихся на отдельные отмели, обсыхающие при спаде уровня воды в виде осередков.

Многорукавность русла характеризуется средней $\Delta_{ср}$ и максимальной $\Delta_{мах}$ высотой гряд. Динамической характеристикой процесса является скорость смещения осередков v_o . Величина Δ устанавливается на основании детальных русловых съемок. В малоустойчивых руслах вместо таких съемок применяется периодически повторяемый промер одного и того же створа.

Скорость смещения осередков определяется сопоставлением разновременных съемок.

Побочный тип руслового процесса, в отличие от ленточно-грядового, образуется в русле реки с единой цепью гряд, отличающихся перекосом плановой линии гребней (рис. 17.4). Эту систему гряд можно представить как две параллельные цепи гряд, смещенные своими наиболее возвышенными частями к противоположным берегам и сдвинутые одна относительно другой на половину их шага. В межень наиболее возвышенные и выступающие вперед (вниз по

течению) части гряд обсыхают, образуя песчаные отмели-побочни, примыкающие к берегам в шахматном порядке. В результате этого меженный поток приобретает извилистые очертания; пониженные части гряд в межень образуют перекаат. Плановые деформации русла для побочного типа не характерны.

В наиболее четкой форме побочный тип руслового процесса проявляется при естественном и искусственном закреплении берегов относительно прямолинейного русла.

Деформация русла сводится к сползанию вниз по течению реки крупных гряд (побочней), происходящему в половодье, размыву в межень гребней гряд (перекаатов) и их восстановлению в последующее половодье.

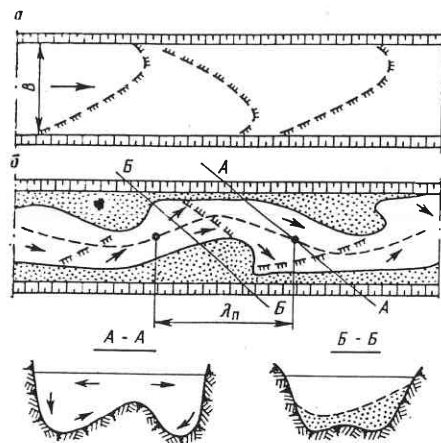


Рис. 17.4. Схема побочного руслового процесса:

а — в паводок; б — в межень

Количественно побочный процесс определяется следующими измерителями: шагом побочной λ_n (расстояние по прямой между смежными точками перегибов средней линии меженного русла); шириной русла в половодье B (расстояние между бровками коренных берегов); шириной русла в межень b ; скоростью перемещения побочня v_n . Совмещенные поперечные профили русла характеризуют форму дна на участке в границах одного побочня. Значения λ_n , B , b и данные об отметках дна определяются на основе натуральных съемок, проводимых в половодье и межень. Для больших рек могут быть использованы данные аэрофотосъемок.

Скорость сползания побочней v_n определяется путем сопоставления разновременных съемок по положению точек перегибов средней линии меженного русла.

Ограниченное меандрирование является дальнейшим развитием руслового процесса побочного типа и выражается в сползании слабо выраженных излучин (углы разворота до 60°) при сохранении ими своих размеров и форм (рис. 17.5).

Количественно ограниченное меандрирование определяется следующими измерителями, получаемыми по крупномасштабным картам, материалам аэрофотосъемки, а также на основе специальных съемок: шагом излучины λ_n (расстояние по прямой между двумя смежными точками перегиба средней линии меженного русла); углом разворота излучины α , образованный двумя касательными, проведенными через те же точки перегиба, ограничивающие излучину; шириной меженного русла b ; шириной пояса меандрирования B (ширина русла плюс наибольшая ширина пойменного массива); скоростью сползания излучины v_n (отношение длины пути, пройденного точкой перегиба русла, к периоду времени, за который этот путь пройден). Скорость сползания излучин определяется по результатам разновременных съемок.

При *свободном меандрировании* в отличие от излучин, образующихся при ограниченном меандрировании, при котором наблюдается их сползание без закономерного изменения размеров и плановых очертаний, излучины проходят определенные циклы развития (рис. 17.6).

В начальной стадии развития излучины (при $\alpha < 90^\circ$) сползают вниз по течению по схеме ограниченного меандрирования, но в отличие от него одновременно и постепенно увеличивают угол разворота. По мере увеличения угла разворота сползание излучины замедляется; но ускоряется ее разворот. Развитие излучин завершается сближением подмываемых берегов смежных излучин и прорывом образовавшегося между ними перешейка.

Основные признаки свободного меандрирования — однорукавное русло в широкой пойме со староречьями, с грядовым рельефом поверхности, пред-

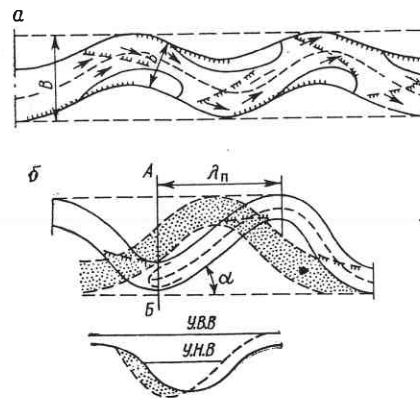


Рис. 17.5. Схема ограниченного меандрирования:
а — план; б — переформирование излучины в плане

Рис. 17.6. Схема свободного меандрирования:
I, II, III, IV — последовательные положения меандрирования

ставленной сериями дугообразно изогнутых гряд и ложбин между ними (веером перемещения русла); наличие излучин, находящихся в разных стадиях развития, и скопление наносов у выпуклых берегов, имеющих вид пляжей. У вогнутого берега одна — три (редко более трех) плесовые лоцины. Перекааты, расположенные у точек перегиба русла, протягиваются между оконечностями пляжей, что нередко приводит к образованию у пляжей низовой косы затона.

Из количественных характеристик, получаемых по крупномасштабным картам и аэрофотоснимкам или по материалам специальных изысканий, используются следующие: шаг излучины λ_n — расстояние по прямой между двумя смежными точками перегиба средней (осевой) линии русла. Угол входа в излучину α_1 , образованный вектором, направленным по касательной в верховой точке перегиба к средней линии русла в сторону течения, и линией шага излучины; угол выхода из излучины α_2 — аналогичный угол, построенный в низовой точке перегиба к средней линии русла. Угол разворота излучины $\alpha = \alpha_1 + \alpha_2$. План излучины в горизонталях или изобатах имеет отметки наименьших точек плеса и точек верхового и низового перекаатов.

Скорости развития излучин устанавливаются на основании совмещения карт разных лет съемки или сопоставления в натуре прежних съемок с современным положением излучины.

Главное в оценке русловых деформаций при свободном меандрировании — установление тенденций планового развития излучин и связанного с этим изменения их глубин.

Под *незавершенным меандрированием* понимают русловой процесс, при котором не образуются характерные для свободного меандрирования излучины.

В начальной стадии (при малых α) излучины развиваются по схеме свободного меандрирования, а в последующем возникает спрямляющий проток, постепенно развивающийся и превращающийся в главное русло (рис. 17.7). Более ранний прорыв меандры проявляется при легкоразмываемых грунтах поймы или других условиях пойменного участка (при наличии оврагов, повышенной затопляемости и т. п.), способствующих прорыву. Деформации глав-

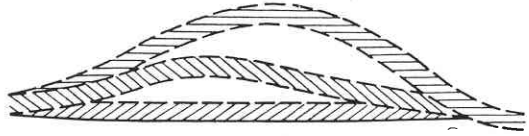
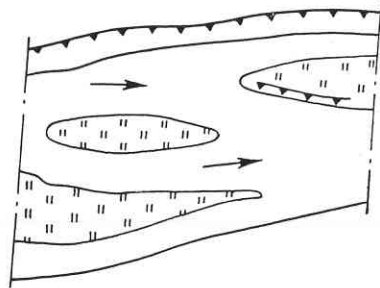


Рис. 17.7. Схема незавершенного меандрирования

Рис. 17.8. Схема пойменной многорукавности



ного русла по мере развития спрямляющего протока ослабевают, а затем прекращаются.

Развивающийся спрямляющий поток вначале деформируется (часто по схеме ленточно-грядового или побочного типа), а в последующем начинает меандрировать, и цикл развития незавершенного меандрирования повторяется.

Тип руслового процесса легко опознается по наличию спрямляющих протоков, находящихся в разных стадиях развития. Хорошо выраженные петли русла на участках свободного меандрирования отсутствуют.

Пойменная многорукавность представляет собой дальнейшее развитие и усложнение незавершенного меандрирования (рис. 17.8). Деформация русла реки, взятой в целом, сводится к медленному развитию спрямляющих протоков и отмиранию спрямляющих излучин, особенно на общих поворотах реки. Русловой процесс внутри каждого спрямляющего протока протекает так же, как в самостоятельном русле соответствующего типа.

Признак пойменной многорукавности — наличие широкой поймы, в которой река протекает многими рукавами. Острова, образованные протоками на участках пойм, обладают большой плановой устойчивостью. Отдельные рукава (спрямления ряда излучин) имеют значительную протяженность и могут рассматриваться как самостоятельные реки того или иного типа.

Количественные характеристики процесса остаются теми же, что и для описанных выше типов руслового процесса.

Рассмотрим далее, каким образом связаны размывы русла в створе подводного трубопровода с типом руслового процесса.

Размывы в средней части русла реки характерны для ленточно-грядового и осередкового типов руслового процесса. При ленточно-грядовом типе, если трубопровод уложен на участке гребня гряды, размывы возможны почти по всей ширине реки вследствие перемещения в створ перехода подвала гряды. При осередковом типе руслового процесса размывы трубопроводов могут происходить на участках перемещения плесов и осередков. Если трубопровод расположен в створе *A* (см. рис. 17.3, *a*), то размыв возможен на участке осе-

редка в средней части русла (см. рис. 17.3, *b*), если трубопровод расположен в створе *B*, то размыв возможен по всей ширине русла (см. рис. 17.3, *z*).

Максимально возможные размывы трубопровода в русловой части определяются совмещением поперечных профилей створов на участке протяженностью не менее двух крупных русловых форм (гряд, осередков, плесов), т. е. на участке длиной 10—15 ширин русла реки. Огибающая всех профилей створов будет соответствовать предельной границе размыва трубопровода. При сооружении трубопровод необходимо располагать ниже предельной границы размыва дна реки.

Размывы приустьевых участков подводных трубопроводов происходят в основном при осередковом и побочном типах руслового процесса. На участках рек осередкового типа размывы возникают при перемещениях осередков, островов и плесов, расположенных у берегов реки. Возможные размывы приустьевых участков, вызванных перемещением осередков, показаны на рис. 17.3, *e*.

Особенностью деформаций дна реки на приустьевых участках трубопроводов при побочном типе руслового процесса (рис. 17.4) является последовательное чередование понижений и повышений отметок дна то у одного, то у другого берега по мере прохождения побочной через створ перехода. Поэтому нельзя считать правильными имевшие место случаи проектирования вновь сооружаемого перехода, когда учитывалась возможность размыва только одного из берегов реки. При перемещении всего побочня размыв трубопровода произойдет на участке, где уменьшена глубина заложения трубопровода, что потребует выполнения дорогостоящего капитального ремонта. Правильным решением в данном случае является заглубление трубопровода ниже предельной границы размыва.

Размывы береговых участков происходят наиболее часто при ограниченном и свободном меандрировании руслового процесса. При ограниченном меандрировании размыв берега обуславливается сползанием излучин без изменения их форм и размеров. Предельные границы размыва берегов для участков рек ограниченного меандрирования определяются шириной пояса меандрирования *B*. Зная скорость сползания излучины, можно определить максимальный размыв берега за период эксплуатации трубопровода путем совмещения по средней линии пояса меандрирования поперечных профилей створов, расположенных выше створа перехода. Если скорость сползания излучины неизвестна, то максимальный размыв берега за период эксплуатации трубопровода определяется совмещением профилей, расположенных на участке длиной, приблизительно равной половине шага λ_n излучины.

Наибольшие размывы берегов наблюдаются на участках рек свободного меандрирования. Свободно меандрирующий русловой процесс характеризуется интенсивными плановыми переформированиями реки и создает наибольшую опасность размыва береговых участков трубопровода.

Реки свободного типа меандрирования имеют среднюю скорость размыва вогнутых берегов до нескольких десятков метров в год. Учитывая, что подводные трубопроводы могут эксплуатироваться десятки лет, за весь период работы перехода размывы берегов могут составить сотни метров. Эти данные говорят о необходимости точного учета при проектировании подводных трубопроводов максимально возможных плановых переформирований русла.

Если при пересечении участков рек свободного типа меандрирования руслового процесса не представляется возможным назначить оптимальные створы переходов, то для избежания размывов трубопроводов необходимо выполнить два основных мероприятия: врезать трубопровод в размываемый берег с учетом

максимально возможных плановых деформаций русла за весь период эксплуатации перехода, назначить глубину заложения трубопровода на размываемом береговом участке ниже отметок максимальных глубин плеса, примыкающего к створу перехода.

Классификация подводных переходов

Условия работы и эксплуатационной надежности переходов в решающей мере зависят от того, насколько полно учтены при проектировании и строительстве условия переформирования русла реки. П. П. Бородавкин и О. Б. Шадрин в 1967 г. предложена классификация, основанная на длительном изучении условий работы подводных трубопроводов в различных гидролого-морфологических условиях. Классификация учитывает тип руслового процесса, ширину реки, вид грунта, составляющего русло, скорость течения и другие показатели.

Участки 1-го типа — участки, на которых глубинные переформирования незначительны. При полном проявлении деформаций русла трубопроводы в большинстве случаев на таких участках не размываются.

К этой категории участков подводных переходов относятся малые реки (шириной до 50 м) ленточно-грядового, осередкового и побочного типов, а также средние и крупные реки с устойчивыми берегами и руслами (в скальных грунтах при толщине аллювиального слоя менее 1 м). Опасность размыва трубопровода обычно исключается, если глубина залегания превышает 1 м, а врезка в берег 3—5 м.

Участки 2-го типа — наибольшие глубинные деформации — до 2 м, плановые — до 10 м. К этой категории относятся участки переходов через средние и крупные реки ленточно-грядового и побочного типов.

Участки 3-го типа — максимальные глубинные переформирования русла до 2 м и плановое переформирование до 100 м. К этой категории относятся участки подводных переходов через малые, средние и крупные реки с русловым процессом ограниченного, незавершенного и свободного типа меандрирования и пойменной многоорукавности в зависимости от плановых переформирований.

Возможные размывы участка перехода представляют большую опасность вследствие значительной трудности точного определения максимальных плановых переформирований. Имеется опасность повреждения трубопровода от гидродинамического воздействия потока, ледохода, а также якорями и волокушами судов и плотов (как правило, суда проходят по максимальным глубинам, расположенным у размывающегося вогнутого берега и на поворотах реки).

Участки 4-го типа — это участки рек с особыми формами руслового процесса: горные реки, селевые потоки, реки с ярко выраженным неустойчивым руслом (максимальные плановые и глубинные более 2 м переформирования могут происходить в течение нескольких дней, недель или месяцев).

В каждом конкретном случае принимаются соответствующие решения по глубине заложения и врезке трубопровода в берега, учитывающие специфические условия водной преграды, а также целесообразность сооружения надводных переходов.

На участках 1-го типа эксплуатация переходов, как правило, ведется без каких-либо осложнений; на участках 2-го и особенно 3-го типов размыв труб (при неправильном определении глубины заложения) очень часты. Эти размывы во многих случаях сопровождаются разрушениями труб.

На участках 4-го типа строительство подводных переходов не рекомендуется.

§ 57. КОНСТРУКТИВНЫЕ СХЕМЫ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Подводный переход, как правило, представляет в плане двух- или трехтрубную (или, как говорят проектировщики и строители, «ниточную») систему. Число труб может быть и большим.

При меженном (среднем) уровне воды 75 м и более пересечение водной преграды по СНиП II-45—75 рекомендуется осуществлять с обязательной укладкой резервной нитки трубопровода.

В порядке исключения при ширине рек более 75 м допускается при соответствующем обосновании укладка однопиточного перехода. На рис. 17.9 показана схема подводного перехода.

На границах перехода устанавливаются отключающие устройства 1 (задвижки на нефтепроводах, краны на газопроводах). Резервную нитку 3 подключают к основной 2 и обычно включают в работу при возникновении аварийной ситуации на основной или при капитальном ее ремонте.

Как уже отмечалось в предыдущем параграфе, подводный трубопровод заглубляется в грунт ниже возможной границы размыва дна реки и ее берегов.

В этом случае не производится крепления дна; берега же реки обычно закрепляются.

Если же трубопровод не может быть уложен ниже границ размыва, то участки, на которых возможен размыв, крепятся в обязательном порядке. В пределах длины подводного перехода желательно укладывать трубопроводы без кривых вставок предварительного гнутья, так как это усложняет условия строительства и статическую работу материала труб. Такие вставки вводят в трубопровод обычно при наличии высоких и крутых берегов (рис. 17.10). Вставка 1 установлена в надводном, а 2 — в подводном береговом участке трубопровода. Поперечный разрез (сечение А—А) двухниточного перехода показан на рис. 17.9.

Основная 2 и резервная 3 нитки уложены в траншеях, которые засыпаны грунтом. Иногда с целью повышения надежности трубопроводов над ними делают каменную отсыпку или укладывают железобетонные плиты, которые предохраняют трубы от механического повреждения волокушами плотов или якорями судов.

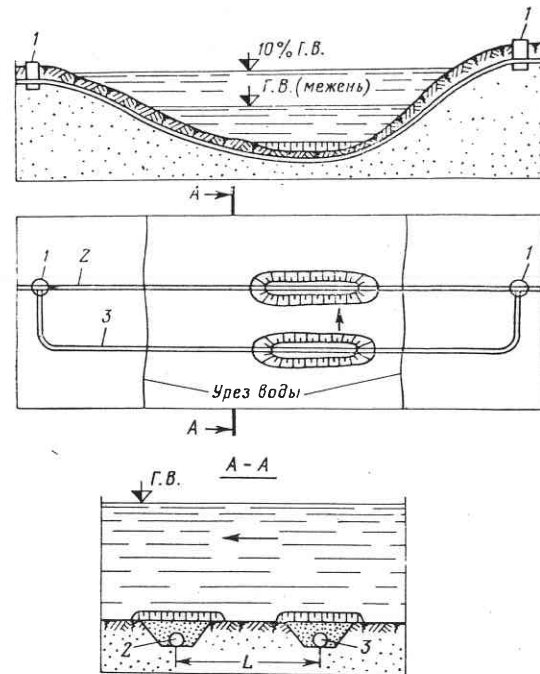


Рис. 17.9. Схема подводного перехода

Рассмотрим основные элементы конструкций поперечного сечения трубопровода. Подводный трубопровод в поперечном сечении может оформляться различными способами, в зависимости от назначения. Нефте- и нефтепродуктопроводы обычно только изолируют и покрывают футеровкой (рис. 17.11, а), а иногда применяют двухтрубную конструкцию (рис. 17.11, з),

Газопроводы могут сооружаться в виде однострунной (см. рис. 17.11, б, в) и двухтрубной (см. рис. 17.11, з) конструкции.

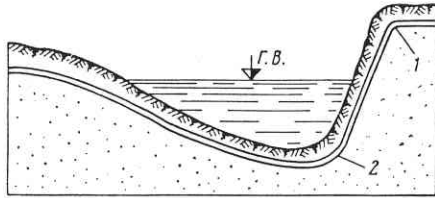


Рис. 17.10. Схема подводного перехода с двумя кривыми вставками

При первой схеме (см. рис. 17.11, а) трубу 1 покрывают изоляцией 2 и футеровкой 3. При схеме (см. рис. 17.11, б) трубу 1 покрывают изоляцией 2, футеровкой 3, а затем навешивают утяжеляющие грузы 4 и скрепляют их болтами 5. Балластировка может производиться также бетоном 6 (см. рис. 17.11, в),

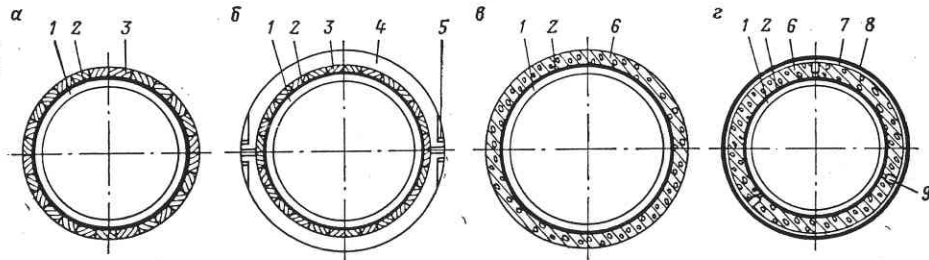
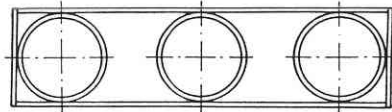


Рис. 17.11. Конструкция трубопровода

Двухтрубная система (рис. 17.11, з) с заполнением межтрубного пространства представляет собой две трубы 1 и 7, расположенные одна внутри другой. Пространство между ними заполняется цементно-песчаным раствором 6 или

Рис. 17.12. Пакет трубопроводов



иным тяжелым наполнителем, свободно проникающим в межтрубное пространство. При этом применение утяжеляющих грунтов не требуется. К тому же прочность трубопровода оказывается почти в два раза выше, чем однострунного. Наружную трубу 7 покрывают изоляцией 8. Для протаскивания внутренней трубы ее оснащают катками 9.

Величина балластировки определяется расчетом (см. § 60).

Довольно редко, но все же применяются пакетные конструкции. В этом случае в одну траншею укладывают две и более трубы, соединенные между собой на берегу (рис. 17.12). При такой схеме укладки повреждение одной нитки может привести к повреждению других. Поэтому в СНиП П-45—75 специально указывается, что расстояние между подводными газопроводами должно быть не менее 30 м при диаметре труб до 1000 мм и 50 м — при диаметре более 1000 мм.

§ 58. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

При строительстве подводных переходов к подготовительным относятся геодезические и гидрометрические работы, связанные с промерами глубин в створе перехода и определением скоростей потока, планового положения траншей, подготовка спусковых дорожек, футеровка и балластировка трубопровода и ряд других, специфических для подводных трубопроводов работ.

Геодезические и гидрометрические работы

Строительство подводных переходов магистральных трубопроводов требует соответствующего геодезического и гидрометрического обслуживания.

Наиболее важными являются работы по составлению фактического профиля и планового положения траншей. Промеры глубин для составления продольного профиля достаточно делать 3 раза:

- перед началом разработки траншеи для выявления соответствия фактического профиля дна реки проектному;
- перед укладкой трубопровода в подготовленную траншею;
- после укладки трубопровода с целью определения его фактического положения.

Масштабы для составления профилей принимают в соответствии с масштабом съемки, который устанавливается по данным табл. 17.1.

При выполнении промеров необходимо установить высотное положение измеряемой точки, ее положение по пикетажу и отметку уровня воды в момент промера. Фиксирование промерных точек осуществляют одним из следующих способов:

- засечкой промеряемых точек одним инструментом (теодолитом или мензулой). Этот способ применяют при ширине водной преграды до 200 м при работе с одного берега и до 400 м при работе сначала с одного, а затем с другого берега;
- засечкой двумя инструментами. Это наиболее точный способ и может быть использован при любой ширине реки;
- дальномером, установленным в створе;
- со льда (при работе зимой);
- с применением эхолота.

Наибольшее распространение между точками промеров глубин берется в зависимости от принятого масштаба топогеодезической документации (табл. 17.4).

Правильное определение отметки уровня воды очень важно, так как измеренные глубины без отнесения их к известной отметке уровня не имеют никакой ценности. Уровень воды определяется по показаниям водомерных постов, имеющих привязку к абсолютным отметкам, которыми обязательно должно быть оборудовано место подводного перехода еще до начала основных работ.

Таблица 17.1

Расстояния между точками промеров

Ширина зеркала воды при нормальном ее горизонте, м	Масштаб съемки	Расстояние, м между промерами
До 500	1 : 500	5
От 500 до 1000	1 : 1000	7
Более 1000	1 : 2000	10

Наблюдения на водомерных постах проводят 2 раза в день, и результаты их записывают в журнал. При выполнении промеров, кроме того, записывают

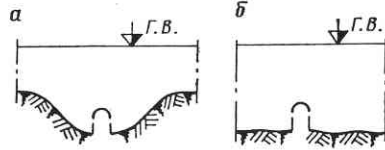


Рис. 17.13. Запись на батиграмме (при движении эхолота перпендикулярно оси трубопровода):

а — трубопровод в траншее;
б — размятый трубопровод

уровни воды до начала промеров и после их окончания. Если горизонт воды в реке подвержен частым колебаниям (горные реки, низовья равнинных рек), наблюдения за уровнем воды проводят чаще.

Ось перехода до начала работ закрепляют на берегах реперами (металлическими или деревянными) и оборудуют створными знаками.

Расстояния между створными знаками назначают, исходя из предельно допустимого сноса промерной лодки или катера со створа.

В табл. 17.2 приведены расстояния между створными знаками в зависимости от предельно допустимого сноса промерного судна при различной ширине реки.

Таблица 17.2

Расстояния между створными знаками

Ширина реки, м	Расстояние между створными знаками (в м) при предельно допустимом сносе, м			
	0,5	1,0	1,5	2
До 100	12,5	Не менее 6	Не менее 5	Не менее 5
100—200	12—25	7—15	5—10	5—10
200—500	25—60	15—35	10—25	10—20
500—1000	60—120	35—70	25—50	20—40

Таблица составлена при условии размещения створных знаков на обоих берегах реки. Если на одном из берегов невозможно поставить створный знак, то данные таблицы удваивают. Опыт работ показывает, что при ширине реки до 200 м достаточно установить створные знаки на одном берегу. На реках шириной более 200 м ими оборудуют оба берега.

Глубины воды в промерных точках наиболее целесообразно измерять с помощью эхолота. Применение их позволяет получить непрерывную запись глубин, точность которых не зависит от скорости течения, а промеры выполняются со скоростью движения промерного судна. Эхолот позволяет определить формы и размеры сечения траншей (рис. 17.13, а) и положение трубопровода

(рис. 17.13, б). Для этого следует двигаться на судне или моторной лодке с установленным на нем эхолотом вдоль или поперек оси трубопровода. На батиграмме одновременно записываются отметки трубопровода и дна водоема под трубопроводом.

Устройство спусковых дорожек

Трубопроводы, подготавливаемые к укладке под воду, размещают обычно на берегу на специальных спусковых дорожках, которые служат для спуска трубопровода с берега в подводную траншею или на поверхность воды. Известны дорожки следующих основных типов.

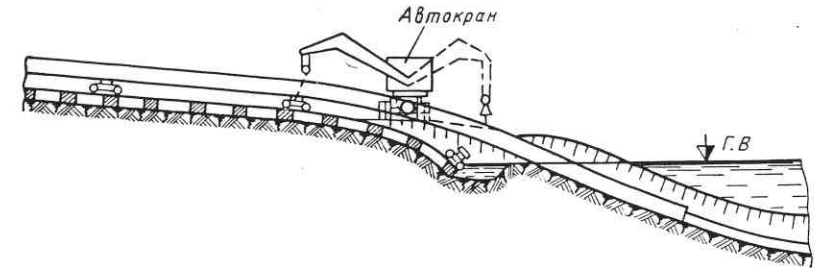


Рис. 17.14. Схема рельсовой спусковой дорожки

Грунтовые дорожки представляют собой спланированную полосу грунта на одном из берегов водоема в створе перехода. Дорожку делают прямолинейной в плане.

Профиль дорожки планируют так, чтобы он имел уклон в сторону водоема или был, по крайней мере, горизонтальным. Даже незначительный обратный уклон создает большое дополнительное усилие протаскивания. По грунтовым дорожкам можно протаскивать только футерованные трубопроводы. Следует иметь в виду, что при песчаных грунтах протаскивание осуществляется легче по сухому основанию, а при глинистых — по сильно увлажненному.

Рельсовые дорожки. Узкоколейную дорожку устраивают обычно прямолинейной в плане и горизонтальной или с незначительным уклоном в сторону водоема по профилю. Перед сборкой рельсовой дорожки производят планировку полосы грунта в створе перехода бульдозером: срезают выступы, бугры, засыпают ямы и т. д.

Одним из основных элементов спуска является вывод вагонеток из-под трубопровода. Рекомендуется следующий способ. В конце пути устраивают приямок глубиной 2—2,5 м, в который сваливаются вагонетки. На другом конце приямка трубопровод уже опирается на грунт (рис. 17.14). Из приямка вагонетку тут же вытаскивают автокраном. Для быстрого выполнения этой операции на очередную вагонетку на специальную скобу надевают трос длиной 4—5 м с огонами на концах. Как только следующая вагонетка подходит к приямку, второй огон набрасывают на крюк крана, и свалившаяся в приямок тележка немедленно вытаскивается из него. С помощью второго троса к этому времени должна быть подготовлена к вытаскиванию из приямка следующая тележка. Опыт показывает, что описанным способом тележки удаляют из-под трубопровода без каких-либо осложнений. На рис. 17.15 показан трубопровод, подготовленный к укладке на рельсовой спусковой дорожке.

Водная спусковая дорожка представляет собой траншею, вырытую на берегу водоема в створе перехода, длину и ширину которой назначают с таким расчетом, чтобы в нее можно было поместить весь подводный участок трубопровода. Наилучшее условие для устройства такой дорожки — низкий и ровный берег. Чем меньше возвышается поверхность берега над уровнем водоема, тем меньшей глубины разрабатывают траншею.

В практике имеются примеры укладки трубопроводов по водным спусковым дорожкам, когда поверхность берега на 2—3 м выше горизонта воды в реке.

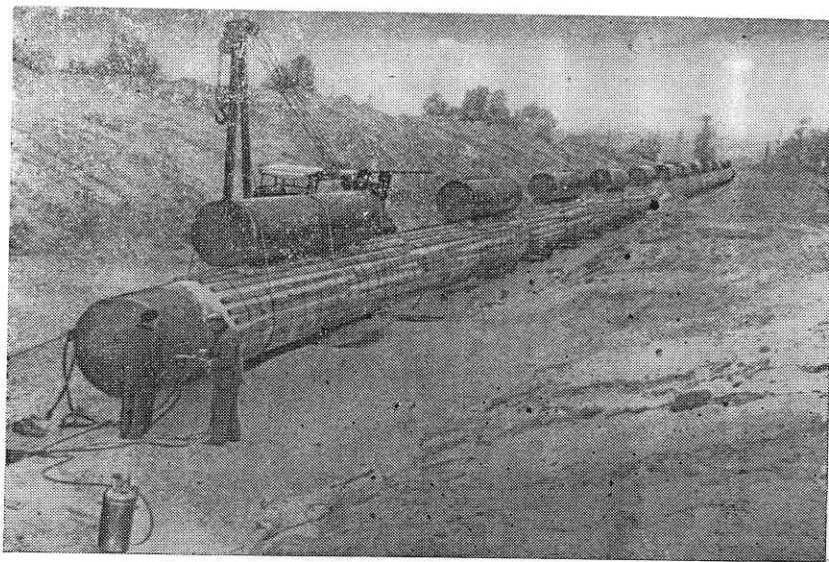


Рис. 17.15. Трубопровод с понтонами, уложенный на рельсовую спусковую дорожку

В этом случае береговую траншею отрывают на глубину до 2—3 м, а у уреза воды оставляют грунтовую перемычку. Траншею заполняют водой, и в нее опускают трубопровод. Возле перемычки заранее создают резерв грунта. Как только протаскиваемый трубопровод прорезает перемычку, бульдозер, чтобы уменьшить потери воды из береговой траншеи, периодически засыпает образующуюся в перемычке прорезь из резерва грунта. Одновременно насосом или мотопомпой в траншею закачивают воду из водоема.

Роликовые или роликанговые дорожки. Роликовые дорожки представляют собой ряд опор с роликами, расстояние между которыми определяют в зависимости от размеров и массы единицы длины укладываемого трубопровода.

Применение роликовых дорожек с металлическими роликами недопустимо, так как при этом не обеспечивается сохранность изоляции трубопровода.

В последние годы начали применять ролики с пневматическими шинами. По такой роликовой дорожке трубопровод может перемещаться без нарушения сплошности изоляционного покрытия и при обычной деревянной футеровке.

Футеровка трубопровода

Трубопроводы футеруют для предохранения изоляции от повреждений при укладке.

В настоящее время для футеровки широко применяются деревянные футеровочные рейки размером $2,5 \times 5 - 7 \times 300 - 400$ см.

Процесс футерования включает в себя следующие операции: рассортировку по длине и обрезку реек; подготовку реечного ковра; обертывание ковром трубы; предварительное, а затем и окончательное крепление футеровки проволокой-катанкой. Подготовка реечного ковра заключается в соединении необходимого для полного или частичного обертывания трубы количества реек отожженной проволокой диаметром 1,5—2 мм или прочным шпагатом. Эту операцию выполняют двое рабочих.

Для изготовления реечного ковра можно использовать оберточную бумагу. На нее наносят расплавленный битум, с помощью которого рейки приклеиваются к бумаге. По трудоемкости оба способа приблизительно одинаковы.

Приподняв трубоукладчиком трубопровод на 0,4—0,5 м, обертывают его реечным ковром. Проверив качество обертки, скрепляют ее двумя скрутками из отожженной проволоки-катанки диаметром 5—6 мм. Окончательно футеровку крепят скрутками из отожженной проволоки-катанки через каждые 60 см. Футеровочная рейка должна плотно прилегать к поверхности трубы.

Футеровка отдельных мест выполняется аналогично. В местах крепления тросов (например, оттяжек при опуске трубопровода с поверхности воды) выполняют двухслойную футеровку: нижний слой — из обычных реек длиной 2—2,5 м, а верхний — из досок толщиной 4—5 см и длиной 0,7—1 м. Это делается для предохранения изоляции от повреждения тросом, так как опыт работ показал, что однослойная футеровка не обеспечивает сохранность изоляции.

Балластировка трубопровода

Балластировка, или утяжеление, трубопровода производится при строительстве газопроводов, а также любых подводных трубопроводов, обладающих положительной плавучестью в заполненном продуктом состоянии.

Балластировку выполняют чугунными или железобетонными отдельными грузами и в виде сплошных покрытий бетоном или асфальтобетоном. В настоящее время наибольшее распространение имеют чугунные и железобетонные грузы из двух полумуфт. Основное достоинство железобетонных грузов — простота их изготовления и сравнительно невысокая стоимость. Недостаток — меньший объемный вес по сравнению с чугунными. Поэтому приходится увеличивать размер железобетонных грузов или располагать их более часто, что, в свою очередь, усложняет производство работ как по навеске грузов, так и по протаскиванию трубопровода. В практике строительства наблюдались случаи, когда грузы большого диаметра, врезаясь в грунт, сдвигались со своего места, даже будучи плотно прижатыми к трубопроводу.

Наиболее перспективным является утяжеление труб сплошным покрытием из бетона при укладке однострубногo перехода или заполнения утяжеляющим раствором межтрубного пространства (укладка по схеме труба в трубе).

В первом случае утяжеляющее покрытие получают с помощью торкрет-бетона, наносимого на трубу в заводских условиях, или непосредственно на месте перехода.

Торкретирование заключается в нанесении на покрываемую поверхность слоев цементного раствора струей сжатого воздуха. Толщина слоя торкрета, наносимого на поверхность за один заход, составляет 200 мм. Установка для торкретирования состоит из цемент-пушки; шлангов для подачи воздуха, воды и сухой смеси цемента и инертного заполнителя; компрессора (производительность 5—6 м³/мин, давление сжатого воздуха не менее 4 кгс/см²), бака для воды.

Сухую смесь цемента и мелкозернистого инертного заполнителя состава 1 : 2 — 1 : 5 загружают в цемент-пушку, откуда она под давлением воздуха подается к соплу, где смешивается с водой. При торкретировании сопло держат перпендикулярно трубопроводу на расстоянии 0,8—1,2 м от поверхности.

На трубы диаметром до 529 мм торкрет-бетон наносят в два этапа. Сначала покрывают верхнюю половину труб, а после выдержки бетона в течение 1—2 суток трубопровод (или секции труб) переворачивают и торкретируют оставшую часть. Торкрет-бетон выдерживают до момента укладки не менее 5—7 суток. В сухую погоду при выдержке в течение 5—7 суток торкрет-бетон через определенное время 3 раза в сутки поливают водой.

Трубы большого диаметра торкретируют в несколько этапов. Сначала покрывают боковые поверхности, затем верхнюю часть труб. После 1—2 суток трубопровод (или секции труб) переворачивают и торкретируют оставшуюся часть.

Бетонное покрытие обычно устраивают армированным, в качестве арматуры используют металлическую сетку с размером ячеек от 2,5 × 5 до 10 × 10 см.

Балластировка при укладке трубопровода по схеме труба в трубе входит в операцию укладки.

Особенности балластирования таких трубопроводов рассматриваются в § 60.

§ 59. ЗЕМЛЯНЫЕ РАБОТЫ

При строительстве подводных переходов выполняют значительный объем земляных работ, связанных с устройством траншей. Земляные подводные работы ведут с помощью специальных землеройных машин.

Менее сложно в техническом отношении устройство береговых или, как их часто называют строители, приурезных траншей. Береговые траншеи разрабатывают с помощью экскаваторов, оборудованных обратной лопатой или драглайном.

Руководитель работ на строящемся переходе должен так организовать работу и контроль качества ее выполнения, чтобы были решены следующие задачи:

1) подводные траншеи должны быть разработаны по профилю и в плане в соответствии с требованиями проекта;

2) время окончания земляных работ должно, как правило, совпадать со временем окончания подготовки трубопровода к укладке в подводную траншею. Выполнение этого условия особенно важно для речных переходов. Если после подготовки подводной траншеи до момента укладки трубопровода проходит длительное время, то возможно занесение траншеи наносами;

3) работы, связанные с рытьем траншей и укладкой трубопровода, должны быть закончены до начала весеннего или осеннего паводка;

4) подводные земляные работы, выполняемые одним или несколькими земснарядами, должны быть организованы так, чтобы простой машин был минимальным или полностью исключался.

Подготовительные работы при устройстве подводных траншей

Перед началом разработки подводных траншей выполняют следующие подготовительные операции:

а) с помощью эхолота измеряют глубины и на основании полученных результатов составляют фактический профиль дна, который сверяют с проектным. Если расхождения существенны, особенно, если установлено, что дно ниже проектных отметок, то необходимо об этом поставить в известность проектную организацию и дирекцию строящегося трубопровода, которые должны внести соответствующие изменения в проект;

б) выполняют водолазное обследование по створу перехода в полосе шириной 10 м с целью выявления затонувших предметов, которые могут помешать работе земснаряда или протаскиванию трубопровода;

в) в зависимости от глубины водоема, траншеи и имеющихся в наличии машин для разработки грунта до начала работ намечают наиболее целесообразную схему их расстановки;

г) устанавливают створные знаки;

д) ставят в известность заинтересованные организации (бассейновое управление пути, пароходство и т. д.) о начале подводно-технических работ.

Разработка подводных траншей земснарядами

Земляные работы обычно начинают на нижней по течению реки нитке перехода, что позволяет при разработке верхней траншеи использовать часть грунта для засыпки нижней траншеи с уложенным в нее трубопроводом.

При глубине водоемов более 2 м и ширине, превышающей 200 м, во всех случаях, когда русло сложено скальными грунтами, подводные траншеи должны разрабатываться земснарядами.

В настоящее время для разработки речных траншей используют различные земснаряды, позволяющие вести работы на глубине до 40 м. Производительность их составляет от 200 до 2000 м³/ч.

Зная объем земляных работ и имея сведения о производительности земснаряда, рассчитывают время, необходимое для их выполнения. Соответственно увязывают сроки работ по строительству, чтобы к моменту окончания разработки траншей трубопроводы были подготовлены к укладке.

Рассмотрим основные схемы работ земснарядов.

Схема 1. Траншея разрабатывается одним земснарядом.

Если река транспортирует большое количество наносов и траншея интенсивно заносится, то целесообразно вести разработку от одного берега к другому (рис. 17.16, а). Пройдя всю русловую часть траншеи 2 с запасом (20—25 см), земснаряд 1 разворачивают, и, очистив от наносов только что подготовленный участок траншеи, за короткий срок дорабатывают оставшийся участок неразработанной траншеи (рис. 17.16, б). Во время работы земснаряда должен быть обеспечен беспрепятственный проход судов. Ориентирование земснаряда осуществляется по створным знакам 3.

Схема 2. Траншея разрабатывается двумя земснарядами.

Оба земснаряда 1 устанавливают в русле реки так (рис. 17.17, а), чтобы между ними был возможен проход судов (минимум 80 м). Земснаряды разрабатывают траншею, продвигаясь к берегу, постепенно удаляясь друг от друга и увеличивая ширину прохода для судов. Затем один из земснарядов (большой

производительности) возвращается и дорабатывает перемышку, а другой переходит на верхнюю питку (рис. 17.17, б), при этом должны быть приняты меры, чтобы грунт из верхней траншеи не попал в нижнюю.

Разработка подводных траншей экскаватором

При глубине водоемов не более 2—3 м и незначительной их ширине (до 200 м) для устройства траншеи можно использовать экскаватор, установленный на барже или понтоне соответствующей грузоподъемности. Экскаватор

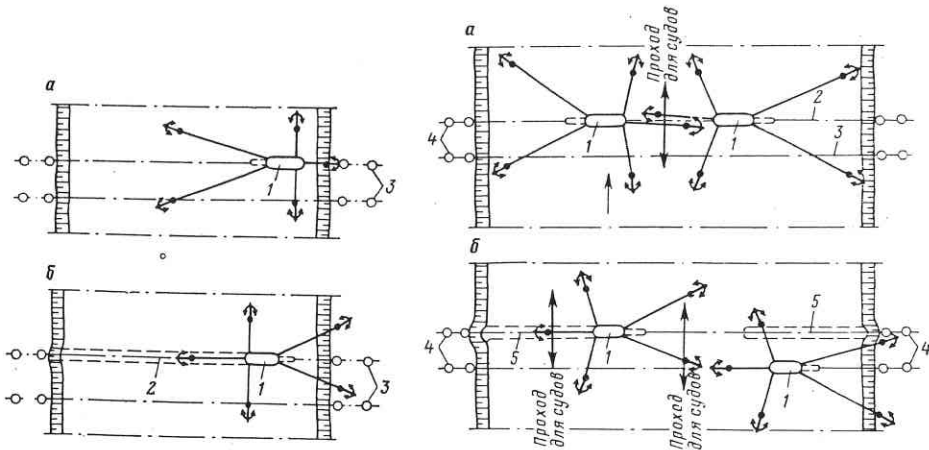


Рис. 17.16. Схема разработки траншеи одним земснарядом

Рис. 17.17. Схема разработки траншеи двумя земснарядами:

1 — земснаряд; 2 — нижняя траншея; 3 — верхняя траншея; 4 — створные знаки; 5 — разработанный участок траншеи

надежно закрепляют на понтоне, который перемещается в створе с помощью якорей. При ширине русла до 150 м работу ведут от одного берега к другому, причем тросы крепят непосредственно на берегах, что позволяет разрабатывать траншеи без перекладки якорей.

На понтоне устанавливают 4—5 лебедок, к которым крепят тросы от якорей. Для обслуживания экскаватора требуется не менее двух рабочих, занятых перемещением понтона, при условии, что в транспортировке и установке якорей принимает участие и команда экскаватора. Для транспортировки якорей к месту установки необходима шлюпка грузоподъемностью 1—2 т.

При глубине водоемов до 1—1,5 м и ширине их до 100 м возможна разработка подводных траншей экскаватором со специальных земляных дамб. Дамбы устраивают бульдозером с берега или отсыплют грунт самосвалами. Делают дамбы шириной (поверху) 4—5 м. Лучшим материалом для дамбы является гравийный грунт. Верхняя площадка дамбы при гравийных грунтах должна быть выше уровня воды минимум на 0,5 м, а при суглинках — на 1,2—1,5 м. Это необходимо для предотвращения размывания грунта надводной части дамбы.

Разработку траншеи экскаватором, оборудованным драглайном, выполняют до конца дамбы к берегу (рис. 17.18).

Серьезное внимание при составлении технологической схемы работ должно быть уделено гидравлике речного русла в строительный период. При сужении русла реки дамбой скорости течения в оставленном протоке возрастают и могут достигнуть таких значений, при которых возможен размыв русла и самой дамбы. Установлено, что при скоростях течения менее 0,25 м/с русла или отсыпные дамбы при любых, даже мелкозернистых грунтах не размываются.

В табл. 17.3 приведены данные о размывающих скоростях в зависимости от диаметра частиц грунта.

Рис. 17.18. Схема разработки траншеи экскаватором

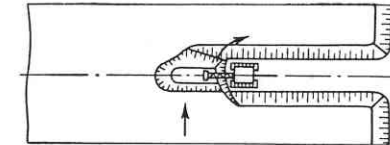


Таблица 17.3

Размывающие скорости			
Средний диаметр частиц, мм	Размывающие скорости, м/с	Средний диаметр частиц, мм	Размывающие скорости, м/с
1	0,45	10	0,83
2	0,50	15	0,86
3	0,60	20	0,90
4	0,70	30	1,04
5	0,76		

Разработка траншей скреперной установкой

Широко распространена на практике разработка подводных траншей скреперами. Простота способа и отсутствие в некоторых случаях мобильности техники для подводных работ обуславливает широкое использование канатно-скреперных установок.

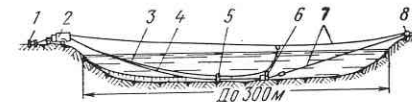


Рис. 17.19. Схема разработки траншеи скрепером:

1 — винтовой якорь; 2 — автомобиль с оборудованием; 3 — кабель; 4 и 7 — канаты; 5 — подвеска для кабеля; 6 — скрепер; 8 — блок

Все оборудование скреперной установки транспортируют на автомобиле с прицепом, что позволяет доставлять ее в любое место. Схема работы скрепера показана на рис. 17.19. На одном берегу устанавливают и закрепляют автомобиль 2 с тяговой лебедкой и электрокабельным барабаном. С помощью канатов 4 и 7 передвигают скрепер по оси разрабатываемой траншеи. Причем прямой и обратный ходы скрепера являются рабочими. Толщина одновременно срезаемого слоя 5—20 см.

§ 60. ТЕХНОЛОГИЯ УКЛАДКИ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И РАСЧЕТНОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМ УКЛАДКИ

Подготовленный к укладке в подводную траншею переход представляет отрезок или несколько отрезков трубопровода, общая длина которых на несколько десятков метров превышает ширину водной преграды между урезами воды.

Сваренный в нитку, заизолированный и футерованный, утяжеленный грузами и оснащенный необходимыми приспособлениями трубопровод устанавливают в исходном перед укладкой положении. Операция по укладке является основной, завершающей большой объем подготовительных работ. Поэтому к ее проведению необходимо готовиться тщательным образом. Существует много способов и схем укладки трубопроводов в подводные траншеи. Все они могут быть разбиты на три способа: протаскивание по дну, погружение с поверхности воды трубопровода полной длины и погружение с поверхности воды последовательным наращиванием секций трубопровода.

1. Укладка способом протаскивания

Суть способа заключается в следующем. Трубопровод протаскивают по дну подводной траншеи с одного берега к другому с помощью троса, заранее проложенного в траншее. Этот способ позволяет выполнить укладку трубопровода, не создавая помех судоходству, что очень важно, так как практически на всех реках в летний период судоходство весьма интенсивное.

Технологическая последовательность основных операций, связанных с укладкой протаскиванием, следующая:

- 1) трубопровод сваривают на берегу в нитку, опрессовывают, изолируют, футеруют, а в необходимых случаях балластируют;
- 2) устраивают спусковую дорожку, на которую помещают подготовленный к укладке трубопровод;
- 3) по дну подводной траншеи укладывают тяговый трос;
- 4) протаскивают трубопровод через водную преграду с помощью тракторов или лебедок;
- 5) по окончании протаскивания проводят водолазное обследование и испытание уложенного трубопровода, определяют его положение и затем засыпают грунтом.

К моменту укладки должны быть подготовлены как трубопровод, так и береговые и подводные траншеи. К протаскиванию трубопровода можно приступить после того, как будет установлено, что фактические данные подводной траншеи соответствуют проектным. Приведем основные схемы укладки трубопроводов протаскиванием.

Технологические схемы протаскивания

Схема 1

Оба берега водоема имеют равнинный характер, что создает благоприятные предпосылки для протаскивания полностью подготовленного к укладке трубопровода с одного берега к другому тракторами без изменения направления их движения (рис. 17.20). На одном из берегов устраивают спусковую дорожку, достаточную для размещения всего трубопровода, а на другом берегу находятся тяговые средства.

Длина протаскиваемого по схеме 1 трубопровода ограничивается размером площадок на обоих берегах водоема, а также тяговым усилием и наличием для его создания тяговых средств. Как показывает опыт, при большом числе тракторов или других самоходных тягачей трудно добиться синхронности их работы. Например, использование одновременно более пяти машин на одном тяговом тросе из-за сложности синхронизации их работы не приводит к существенному

увеличению тягового усилия. При всей кажущейся простоте схемы именно это приводит к задержкам и остановкам протаскивания. Поэтому накануне протаскивания необходимо провести проверку согласованности в действиях машинистов и одновременно достаточности тяговых средств. Для этой цели укладываемый трубопровод один — два раза сдвигают с места (основной трос к этому времени должен быть проложен через водоем). Во время испытания тяговые механизмы должны быть расставлены как и во время протаскивания. Наибольшее усилие протаскивания возникает именно в момент трогания. Поэтому

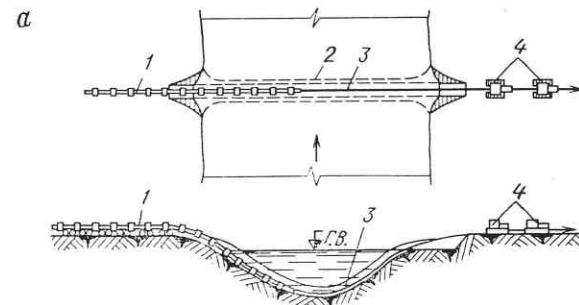
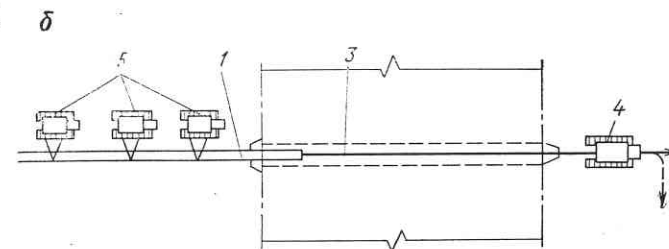


Рис. 17.20. Схема протаскивания трубопровода:

а — без изменения направления движения; б — с подержкой трубоукладчиками; 1 — трубопровод; 2 — траншея; 3 — трос; 4 — трактор



в процессе пробного трогания проверяют надежность тягового троса, креплений и достаточность тяговых средств.

Операция по протаскиванию облегчается при применении тяговых лебедок большой грузоподъемности (например лебедки серии ЛП), предназначенных специально для протаскивания подводных трубопроводов. С их помощью можно протаскивать трубопроводы с тяговым усилием до 300 тс.

Основные характеристики некоторых тяговых лебедок приведены в табл. 17.4.

Как видно из таблицы, используя различные лебедки, можно обеспечить укладку труб длиной до 1600 м.

Однако при этом тяговое усилие может оказаться значительно большим, чем дает лебедка.

Для уменьшения тягового усилия часто «разгружают» протаскиваемый по берегу трубопровод с помощью трубоукладчиков (рис. 17.20, б), устанавливаемых вдоль трубопровода. Это позволяет в ряде случаев отказаться от устройства специальных спусковых дорожек.

Обычно для протаскивания используют один тяговый трос. Однако с увеличением диаметра и длины трубопровода тяговое усилие достигает таких

Основные характеристики тяговых лебедок

Показатели	Тип лебедки			
	ЛП-1	ЛП-1А	ЛП-151	ЛП-301
Длина тягового троса, м	1500	1600	500	1000
Диаметр троса, мм	39	39	60,5	60,5
Тяговое усилие ¹ , тс:				
1-я передача	$\frac{50}{100}$	$\frac{72}{144}$	$\frac{150}{300}$	$\frac{150}{300}$
2-я передача	$\frac{31}{63}$	—	—	$\frac{80}{160}$
3-я передача	$\frac{26}{53}$	—	—	$\frac{58}{116}$
4-я передача	$\frac{18}{36}$	—	—	—
Скорость протаскивания ¹ , м/мин:				
1-я передача	$\frac{6,3}{3,15}$	—	—	$\frac{6,3}{3,15}$
2-я передача	$\frac{10}{5}$	—	—	$\frac{11,8}{5,9}$
3-я передача	$\frac{12}{6}$	—	—	$\frac{13,4}{8,2}$

¹ В числителе даны тяговое усилие и скорость протаскивания без подвижного блока, в знаменателе — с подвижным блоком.

значений, что для передачи его от лебедки или тягачей на трубопровод требуется трос диаметром 50 мм и более. Выполнять такелажные работы с таким тросом сложно, поэтому применяют два, а при необходимости и большее число тросов. В этом случае необходимо «развести» тросы в разные направления, например, как показано на рис. 17.21 (тросы 2, 3, 4). Каждый тягач P_1 , P_2 ,

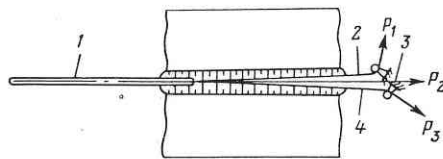


Рис. 17.21. Схема протаскивания с несколькими тяговыми тросами

P_3 (это может быть и лебедка) способен создавать свое усилие. Однако суммарное усилие, приложенное к оголовку трубопровода 1, должно быть равно усилию, необходимому для протаскивания.

Схема 2

Протаскивание трубопровода осуществляется с изменением направления движения тягового троса на необходимый угол с помощью блока. Эта схема применяется, когда на одном берегу реки, обычно пологом, можно разместить подготовленный к укладке трубопровод, а на другом движение тягачей воз-

можно только по узкой береговой полосе. Протаскивание по этой схеме осуществляется, как показано на рис. 17.22, а.

Особое внимание уделяют закреплению поворотного блока, расчету и устройству анкерной опоры.

При пересечении водных преград, на одном из берегов которых невозможна работа тракторов или лебедок, например при большой крутизне берега или сильной заболоченности его, протаскивание осуществляется с исходного берега (рис. 17.22, б).

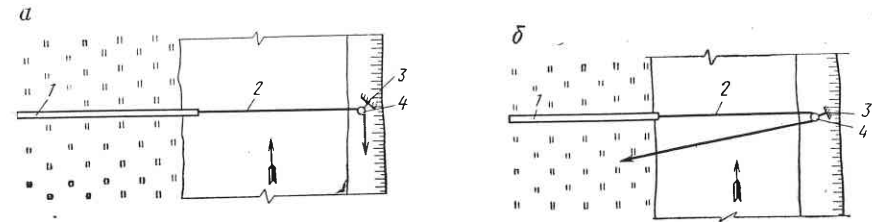


Рис. 17.22. Схема протаскивания с изменением направления движения тягового троса:

а — поворот на противоположном берегу; б — поворот троса на исходный берег; 1 — трубопровод; 2 — трос; 3 — анкер; 4 — блок

На труднодоступном берегу устанавливают блок, с помощью которого изменяют направление движения тягового троса на $170-180^\circ$. Тяговый трос прокладывают по дну траншеи, пропускают через блок и перекидывают на исходный берег, где закрепляют его на тяговой лебедке или тракторе. Как и в предыдущей схеме, особое внимание уделяют закреплению поворотного блока, расчету анкера и испытанию его несущей способности.

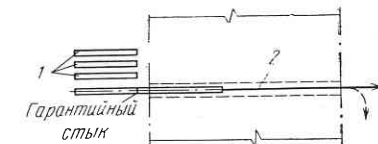
Для уменьшения тягового усилия можно устраивать спусковую дорожку или разгружать трубопровод, поднимая его трубоукладчиками.

Схема 3

При незначительных размерах площадок в створе перехода, пригодных для производства строительно-монтажных работ на обоих берегах, протаскивание осуществляется последовательным наращиванием укладываемого трубопровода (рис. 17.23).

Рис. 17.23. Схема протаскивания с наращиванием секций:

1 — секции труб; 2 — трос



При выполнении работ по данной схеме сложных спусковых дорожек обычно не устраивают, поскольку длина отдельных плетей составляет не более 120—200 м. В этом случае протаскивание можно выполнить по спланированному грунту или с поддержкой плетей трубоукладчиками.

Схема 4

Трубопровод укладывают протаскиванием с одновременной заливкой внутрь его воды. Этот способ часто применяют при укладке нефтепроводов, если по условиям судоходства или иным причинам укладка их с поверхности воды не допускается.

Вода заливается в процессе протаскивания в специально сделанное овальное отверстие в головной части трубопровода. На берегу трубопровод перемещают по спусковой дорожке или трубоукладчиками. При заполнении водой вес

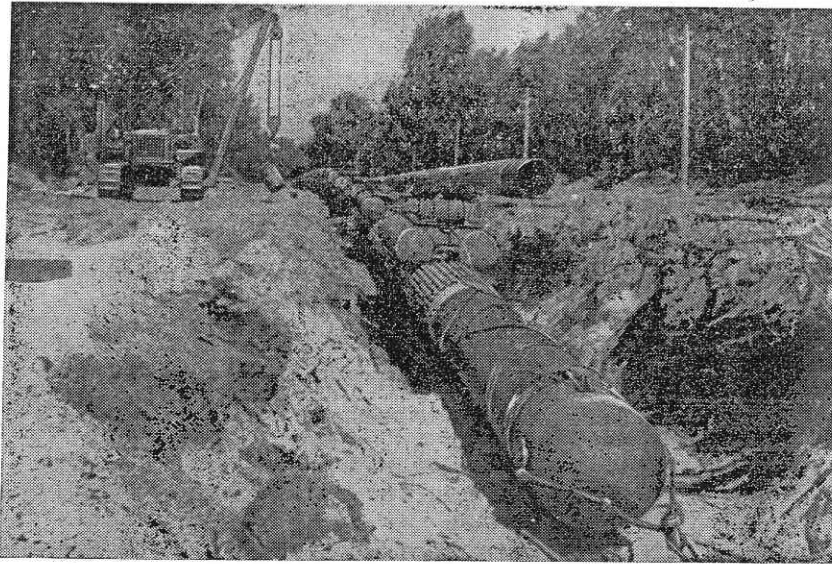


Рис. 17.24. Протаскивание трубопровода с применением разгружающих понтонов

его в подводном положении незначительно уменьшается по сравнению с весом в воздухе, поэтому тяговое усилие оказывается наибольшим не в начальный момент, а в конце протаскивания, когда весь трубопровод уходит под воду. Для уменьшения тягового усилия применяют разгружающие понтоны, которыми заранее оснащают трубопровод (рис. 17.24). Число понтонов определяют из расчета, чтобы общая отрицательная плавучесть (т. е. вес трубопровода в воде) создавала достаточную устойчивость от сдвига его течением воды. Скорость протаскивания нефтепроводов с самозаливом в них воды зависит от скорости заполнения трубопровода водой. Отверстие для самозалива воды (оно видно на рисунке) делают с таким расчетом, чтобы можно было обеспечить поступление воды в таком объеме, при котором бы заполнение трубопровода происходило со скоростью его протаскивания. Для предохранения от закупорки грунтом отверстие закрывают кожухом, который может быть совмещен с буксировочным оголовком.

Для протаскивания трубопровода по всем приведенным схемам требуется обеспечить необходимое тяговое усилие.

Расчет тягового усилия

От того, насколько правильно оно определено, зависит успех операции протаскивания. Чрезмерное завышение тягового усилия потребует дополнительных тяговых средств; занижение может привести к задержке и даже срыву операции.

Расчетное тяговое усилие определим из условия

$$T_p \geq m T_n, \quad (17.1)$$

где m — коэффициент условий работы тяговых средств, принимаемый 1,1 при протаскивании лебедкой и 1,2 — при протаскивании тягачами; T_n — предельное сопротивление трубопровода на сдвиг.

Основные расчетные случаи

Протаскивание по поверхности грунта, движение установившееся, равномерное

$$T_n = Q f_{тр}, \quad (17.2)$$

где Q — вес трубопровода, $f_{тр}$ — коэффициент трения поверхности трубы о грунт. Наибольшее значение

$$f_{тр} = \operatorname{tg} \varphi_p, \quad (17.3)$$

где φ_p — расчетный угол трения, принимаемый равным $n\varphi$, здесь n — коэффициент неоднородности грунта; φ — угол внутреннего трения грунта, определенный на сдвижном приборе или иным методом.

Трогание трубопровода с места. Усилие трогания $T_{n,тр}$ трубопровода при движении по грунту всегда будет большим, чем усилие равномерного движения (17.2), и определяется в общем случае из условия

$$T_{n,тр} = (q_i \operatorname{tg} \varphi_p + c_p i) l_{тр} + E_{пас}, \quad (17.4)$$

где q_i — вес единицы длины снаряженного трубопровода; φ_p — расчетный угол внутреннего трения грунта; c_p — расчетное сцепление поверхности труб с грунтом, равное $n \cdot c$, здесь c — сцепление, определенное опытным путем, n — коэффициент неоднородности грунта, i — длина части окружности трубы, врезающейся в грунт, $l_{тр}$ — длина трубопровода; $E_{пас}$ — пассивный отпор грунта, врезающимся в него неровностям на поверхности трубы. Если протаскивается трубопровод с гладкой поверхностью, то $E_{пас} = 0$.

Величину $E_{пас}$ при шероховатой поверхности определяют по формуле

$$E_{пас} = N_i \left[\frac{\gamma_{ест} t^2}{2} \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right) + 2ct \operatorname{tg} \left(45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right) \right], \quad (17.5)$$

где N — число выступающих элементов на поверхности трубы; $\gamma_{ест}$ — объемный вес грунта; t — толщина выступающих элементов.

Так, если выступающими элементами являются утяжеляющие грузы, то N — это число грузов, t — толщина стенки груза. Если выступающими элементами являются футеровочные рейки, то N следует принять равным их числу на всей длине трубопровода, t — равным толщине футеровки. При наличии грузов футеровка не учитывается.

В табл. 17.5 приведены значения i для грузов; для футерованного трубопровода без грузов i принимается равным $0,3 D_n$, где D_n — наружный диаметр снаряженной трубы. Величину c лучше всего определять опытным путем;

если таких данных нет, то для деревянной футеровки можно принять $c = 0,4$ от величины структурного сцепления грунта c ; для гладкого трубопровода — $0,05 c$.

Таблица 17.5

Значения i для грузов

Условный диаметр трубопровода, мм	Толщина стенки груза, t , см	Длина хорды i , см	Условный диаметр трубопровода, мм	Толщина стенки груза t , см	Длина хорды i , см
400	10	50	700	10	70
	15	60		15	80
	20	70		20	90
500	10	60	800	15	85
	15	70		20	95
	20	80		15	90
600	10	65	1000	20	100
	15	75			
	20	85			

При вынужденных остановках протаскивания усилие трогания иногда оказывается выше начального. Это объясняется присосом трубопровода к грунту. Основные закономерности присоса рассматриваются в курсе «Механика грунтов в трубопроводном строительстве». Как известно, силу присоса q_n следует учитывать при остановках протаскивания не менее 1 ч. В плотных глинах и суглинках $q_n = 0,03$ тс/м², а в вязких — $q_n = 0,06$ тс/м².

Таким образом, при повторном трогании

$$T_n = Q \operatorname{tg} \varphi + E + q_n F, \quad (17.6)$$

где F — площадь опирания трубопровода на водонасыщенный глинистый грунт.

Подставляя наибольшее из значений T_n , найденное по формулам (17.2), (17.4), (17.6), в условие (17.1), определяют расчетное тяговое усилие T_p , на которое рассчитывают диаметр тягового троса, и подбирают тяговые средства.

Определение скорости движения трубопровода при протаскивании с самозаливом

При протаскивании трубопровода с одновременным заполнением его водой через отверстие, оставляемое в головной части, необходимо уравнивать скорость протаскивания со скоростью заполнения водой. Если скорость протаскивания будет больше скорости заполнения трубы водой, возможно всплытие не заполненной водой части трубопровода. Для обеспечения устойчивости трубопровода необходимо, чтобы уровень воды в нем не опускался ниже уровня воды в водоеме в среднем на 1 м. Считая отверстие для залива воды круглым и определив поступление воды в отверстие за секунду при напоре 1 м (разность уровней воды в реке и трубопроводе), получаем выражение для скорости движения трубопровода:

$$v = 2,72 \frac{d^2}{D_{вн}^2}. \quad (17.7)$$

Пусть $d = 0,2$ м, $D_{вн} = 0,7$ м. По (17.7) $v = 0,22$ м/с при $d = 0,3$ м, $v = 0,5$ м/с при $d = 0,4$ м и $D_{вн} = 1$ м при $v = 0,43$ м/с.

Расчет тягового троса

Диаметр основного троса (свободного от различных закреплений и приспособлений) определяют по табл. 17.6 в зависимости от разрывного усилия троса R_n , получаемого по формуле

$$R_n = \frac{T_{рмпн}}{kt}, \quad (17.8)$$

Таблица 17.6

Значения диаметров тягового троса

Диаметр троса, мм	Площадь сечения всех проволок, мм ²	Расчетная масса 1000 м смазанного троса, кг	Разрывное усилие троса, кгс			
			Временное сопротивление разрыву проволок при растяжении, кгс/мм ²			
			160	170	180	200
5,8	15,13	136,5	1 940	2 060	2 180	2 330
7,6	26,41	237,0	3 380	3 590	3 655	3 960
9,2	37,94	340,5	4 855	5 160	5 255	5 685
10,5	51,80	465,0	6 625	7 040	7 175	7 760
12,0	67,31	604,0	8 600	9 120	9 315	10 050
15,0	105,02	942,0	13 400	14 250	14 550	15 750
16,5	127,01	1 140,0	16 200	17 200	17 550	19 050
18,5	151,80	1 365,0	19 400	20 600	21 000	22 750
21,5	206,33	1 850,0	26 400	28 000	28 550	30 900
23,0	236,74	2 125,0	30 250	32 150	32 800	35 450
26,0	303,81	2 725,0	38 850	41 250	42 050	45 550
30,5	420,07	3 770,0	53 750	57 100	58 200	63 000
33,5	508,05	4 560,0	65 000	69 050	70 350	76 100
36,5	604,37	5 425,0	77 300	82 000	83 500	90 350
39,5	712,06	6 390,0	90 800	96 500	98 550	106 500
42,5	825,32	7 405,0	105 500	112 000	114 000	123 500
45,5	946,94	8 495,0	121 000	128 000	130 500	141 500
48,5	1076,91	9 660,0	137 500	140 500	145 000	—
54,5	1361,94	12 250,0	174 000	178 000	183 500	—

где T_p — расчетное тяговое усилие в кгс; n_n — коэффициент перегрузки, принимаемый для случая протаскивания по грунту равным 2 и по специальным дорожкам (кроме грунтовых) — 1,3; m — коэффициент условия работы, принимаемый равным 1,1; k — коэффициент однородности для троса, принимаемый для новых тросов равным 1, а для тросов, имеющих обрывы проволок, — 0,8; t — коэффициент тросового соединения.

Значения коэффициента тросового соединения

При взгibe троса:	
вокруг подвижного блока	0,43
вокруг коуша	0,67
продетого в отверстие в планке	0,35
через крюк простой петлей	0,20
через крюк закидной петлей	0,70
При наличии на тросе расправленных узлов	0,50
При наличии оплетки	0,75
При сжатии троса специальными сжимами	0,70
При наличии простого и двойного, а также задвижного штыков	0,50
При штыковых и полустыковых узлах при установке менее двух сжимов	0,70

При наличии прямого узла:
 для восьмерки на металле 0,40
 для двойной восьмерки на металле 0,70

При определении R_n по формуле (17.8) нужно принимать наименьшее из возможных значений коэффициента t при рассмотрении фактических условий закрепления и изгибов троса.

Устойчивость подводного трубопровода

Под *устойчивым состоянием* подводного трубопровода понимается такое состояние, при котором он будет находиться в покое при самой неблагоприятной комбинации силовых воздействий, стремящихся вывести его из устойчивого положения. Такими силами и воздействиями являются: выталкивающее усилие, определяемое по закону Архимеда, горизонтальная и вертикальная составляющие гидродинамического воздействия потока, переменное гидродинамическое воздействие, силы упругости трубопровода, сжимающее или растягивающее продольное усилие, возникающее при протаскивании трубопровода или вследствие изменения его температурного режима и внутреннего давления. Прежде чем записать условие устойчивости трубопровода, рассмотрим основные факторы, определяющие перечисленные выше воздействия, а затем методику расчета устойчивости.

Выталкивающая сила

Выталкивающую силу A определяют по закону Архимеда

$$A = \gamma V, \tag{17.9}$$

где γ — объемный вес жидкости с учетом взвешенных частиц; V — объем воды, вытесненной единицей длины изолированного, зафутерованного и балластированного трубопровода.

Силовое воздействие руслового потока

В процессе укладки трубопроводы подвергаются силовому воздействию обтекающих их потоков. Проявляется оно в различных формах: в виде сравнительно постоянной по значению и направлению силы, которая вызывает иногда колебания трубопроводов столь значительной амплитуды, что возможно разрушение труб. В практике строительства известны случаи выброса труб из подводных траншей при неправильном учете силового воздействия потока, а в практике эксплуатации — многочисленные аварии, связанные с разрушением размытых участков подводных трубопроводов при их колебаниях.

Силовое воздействие потока на трубу определяется в основном скоростью набегающего на нее потока и диаметром трубы. Поэтому остановимся сначала на определении скорости потока, обтекающего трубопровод.

Распределение скоростей в потоке с ненарушенной структурой

Скорости в различных точках речного потока изменяются как по глубине H , так и в плане. Типичное изменение скоростей потока по глубине представлено на рис. 17.25, а, б. Донная скорость $v_{дон}$ составляет 0,4—0,6 от поверхностной. Средняя скорость может быть вычислена по выражению

$$v_{cp} = \frac{v_{0,2H} + 2v_{0,6H} + v_{0,8H}}{4} \tag{17.10}$$

или приближенно

$$v_{cp} = v_{0,6H}, \tag{17.11}$$

где $v_{0,2H}$, $v_{0,6H}$, $v_{0,8H}$ — скорости на глубинах 0,2 H , 0,6 H и 0,8 H от поверхности воды.

Распределение скоростей в плане (рис. 17.25, в, г) зависит от формы русла. Наибольшие скорости для прямолинейного участка реки находятся на ее середине, наименьшие — у берегов.

Скорости в различных точках по ширине реки определяют в соответствии с эпюрой распределения скоростей. Эта эпюра должна быть получена при изы-

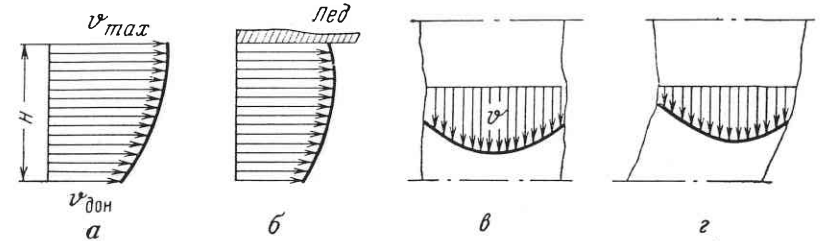


Рис. 17.25. Эпюры распределения скоростей потока

сканиях створа перехода. Необходимо, чтобы эпюра скоростей устанавливалась для меженного и паводкового состояний реки. Эпюра меженного состояния определяет наименьшие, а паводкового — наибольшие скорости потока для одних и тех же точек.

Распределение скоростей потока в подводных траншеях

Для оценки силового воздействия потока на трубопроводы, находящиеся в подводных траншеях, необходимо знать распределение в последних скоростей потока.

Определяющими факторами для кинематики скоростей потока в траншее являются скорость в придонном слое на подходе к траншее и параметры самой траншеи. Устройство траншеи несущественно отражается на распределении усредненных скоростей транзитного потока, однако в потоке над траншеей по сравнению с потоком ненарушенной структуры интенсивность пульсации скоростей возрастает. Часть кинетической энергии транзитного потока передается жидкости, находящейся в траншее, и возбуждает в ней движение, характер которого зависит от параметров: m — заложение откосов траншеи; b/h_T — отношение ширины траншеи по дну (b) к ее глубине (h_T); Φ — параметр криволинейной траншеи. Распределение скоростей по оси траншеи показано на рис. 17.26. Скорость v на глубине y в траншее (y отсчитывается от линии дна) можно определить по формуле

$$v = v_2 + (0,9v_{дон} - v_2) \left(1 - \frac{y}{h_T}\right)^2. \tag{17.12}$$

где v — скорость в траншее на глубине y от верха траншеи; $v_{дон}$ — донная скорость на подходе к траншее; v_2 — донная скорость в траншее.

На основании опытных данных построен график зависимостей $v_2/v_{дон}$ от b/h_T при различных параметрах Φ (рис. 17.27), с помощью которого можно легко

определить расчетную скорость в траншее. При составлении графика принята во внимание автомодельность критерия Рейнольдса $Re = vD_n/\nu$, где D_n — наружный диаметр труб, ν — коэффициент кинематической вязкости при значениях $Re > 10^4$, т. е. для всех встречающихся в практике трубопроводного строительства случаев.

Пример. Определить донную скорость в траншее v_2 , имеющей параметры $m = 1$, $b = 2$ м, $h_T = 2$ м, $v_{дон} = 0,75$ м. По графику (см. рис. 17.27) $v_2/v_{дон} = -0,46$. Соответственно донная скорость в траншее $v_2 = -0,75 \cdot 0,46 =$

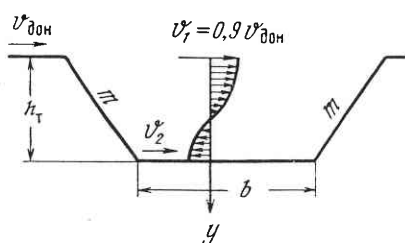
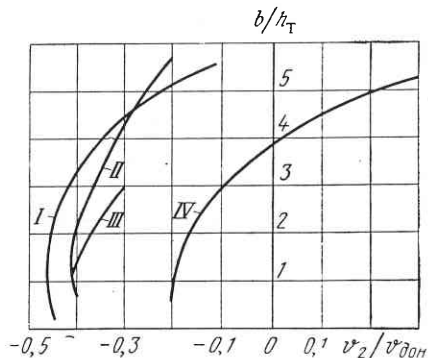


Рис. 17.26. Распределение скоростей потока в траншее

Рис. 17.27. График зависимости $v_2/V_{дон}$ от b/h_T и m :

I — $m = 1$; II — $m = 0,5$; III — $m = 0$;
IV — $m = 2,5$



$= -0,315$ м/с и направлена навстречу транзитному потоку. Если необходимо построить эпюру скоростей в траншее, то можно воспользоваться формулой (17.12), принимая различные значения y по глубине траншеи.

Определение силового воздействия на трубопровод при обтекании его потоком жидкости

Силовое воздействие потока на единицу длины трубопровода определяется по известной формуле

$$P_x = C_x \gamma \frac{v^2}{2g} D_n, \quad (17.13)$$

где C_x — коэффициент сопротивления; γ — удельный вес жидкости; v — средняя скорость потока, набегающего на трубу; g — ускорение свободного падения.

Случай симметричного обтекания. Под симметричным понимается обтекание трубы потоком с равномерным распределением скоростей по его высоте.

Анализ результатов большого числа экспериментальных работ по обтеканию круглого цилиндра потоком жидкости, выполненных советскими и зарубежными исследователями, позволяет сделать обоснованные рекомендации по назначению коэффициентов лобового сопротивления C_x для подводных трубопроводов.

Графики зависимости C_x от числа Рейнольдса Re по результатам ранее выполненных работ показаны на рис. 17.28. Из рисунка видно, что C_x при $Re = 2 \cdot 10^4 \div 10^5$ сохраняет постоянное значение, равное 1,2. В этом диапазоне чисел результаты многих исследователей совпадают. При числах $Re = 10^5 \div 5 \cdot 10^5$ наблюдается резкое уменьшение коэффициента C_x (так называемый

кризис сопротивления) примерно до 0,4 для гладких цилиндров. С увеличением числа Рейнольдса от $5 \cdot 10^5$ до $4 \cdot 10^6$ значение C_x возрастает до 0,7 и при дальнейшем увеличении Re , включая и верхнюю границу ($Re = 10^7$), C_x не изменяется, оставаясь равным 0,7.

В современной аэродинамике физическая природа кризиса сопротивления объясняется изменением распределения давления и изменением положения точки отрыва потока от поверхности цилиндра. До кризиса сопротивления отрыв потока происходит при ламинарном пограничном слое, и точка

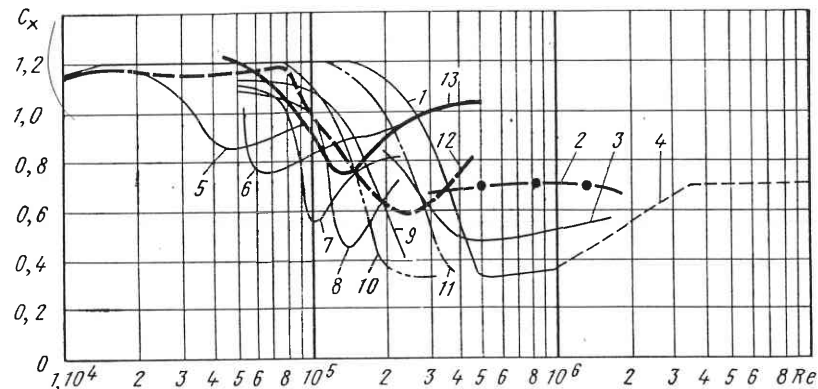


Рис. 17.28. Зависимость C_x от Re :

1 — по Визельбергеру; 2 — по Накагава для шероховатого цилиндра; 3 — по Накагава для гладкого цилиндра; 4 — по Рошко для гладкого цилиндра; 5, 6, 7, 8 — по Фейджу и Уэрсэпу для цилиндров различных шероховатостей; 9 — по Фейджу и Уэрсэпу для гладкого цилиндра; 10 — по Релфу для гладкого цилиндра; 11 — по Эйнеру для гладкого цилиндра; 12 — по Борсдавину и Шадрину для цилиндра с незначительной шероховатостью; 13 — по Бородавину и Шардину для труб, футерованных деревянными рейками

отрыва расположена на передней части цилиндра, ширина кильватера больше диаметра цилиндра. С увеличением Re до некоторого значения, при котором наступает кризис сопротивления, пограничный слой становится турбулентным и может противостоять большему увеличению давления, точка определения потока поэтому перемещается к задней части цилиндра, а ширина кильватера уменьшается до значений, меньших диаметра цилиндра, в результате чего и наблюдается уменьшение коэффициента C_x .

Обобщая результаты исследований, можно рекомендовать следующие значения коэффициента лобового сопротивления при отсутствии влияния дна и поверхности потока:

1) для трубопроводов с гладким и синтетическим покрытиями или с гладкой металлической поверхностью C_x определяется по графику зависимости $C_x = f(Re)$, полученной Визельбергом и Рошко (см. рис. 17.28);

2) для шероховатых (футерованных и бетонированных) трубопроводов $C_x = 1,2$ при $Re = 10^4 \div 10^5$ и $C_x = 1,0$ при $Re = 10^5 \div 10^7$.

Значения C_x для различных шероховатостей (различное состояние футеровки, бетонированного покрытия) поверхности трубопроводов при $Re = 10^5 \div 10^7$, очевидно, будут отличаться и даже зависеть от Re . Однако рекомендуемое нами постоянное значение $C_x = 1$ удобно в практических расчетах, а некоторое завышение значения C_x по сравнению с истинным его значением $C_x < 1$

будет увеличивать запас устойчивости трубопровода на сдвиг, тем более что учесть точные условия гидравлического режима потока в связи с возможными размывами русла сложно.

Случай несимметричного обтекания. Под несимметричным понимают такое обтекание, при котором распределение скорости потока существенно изменяется даже в пределах диаметра трубы. Такое явление имеет место, когда труба расположена на дне, а также вблизи дна и свободной поверхности потока.

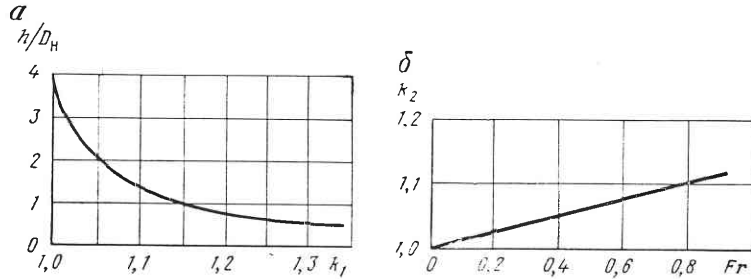


Рис. 17.29. Зависимости:
а — h/D_n от k_1 и б — k_2 от Fr .

При обтекании трубопроводов, расположенных на дне или вблизи дна речного русла, на них действует горизонтальная сила (сила лобового сопротивления) и вертикальная (подъемная), составляющие которых (на единицу длины трубопровода) определяются соответственно по формулам

$$P_x = C'_x \frac{\gamma}{2g} v^2 D_n, \quad (17.14)$$

$$P_y = C_y \frac{\gamma}{2g} v^2 D_n, \quad (17.15)$$

где C'_x и C_y — коэффициенты соответственно лобового сопротивления и подъемной силы при несимметричном обтекании; γ — удельный вес жидкости; v — средняя скорость набегающего на трубопровод слоя потока высотой, равной диаметру труб D_n .

Коэффициенты C'_x и C_y , входящие в формулы (17.14) и (17.15), зависят от гидравлического режима потока, шероховатости поверхности трубопровода и положения, занимаемого им относительно дна.

Исследования, проведенные П. П. Бородавкиным и О. Б. Шадриним, позволили установить, что при s/D_n (s — расстояние от дна до нижней образующей трубы) C'_x можно принимать равным соответствующим значениям C_x при симметричном обтекании. Если труба расположена вблизи поверхности потока, то влияние искривления свободной поверхности на величину C_x следует учитывать лишь при $h/D_n < 3$ (h — расстояние от поверхности воды до верхней образующей трубы).

При $h/D_n > 3$ C_x определяется как и для симметричного обтекания. Для C_x при $h/D_n < 3$ необходимо ввести поправочный коэффициент k_1 , учитывающий влияние h/D_n , по графику (рис. 17.29, а) и поправочный коэффициент k_2 , учитывающий параметр $Fr = v_{cp}/gh$, по графику (рис. 17.29, б). Эти графики построены по опытным данным.

Следовательно, для несимметричного обтекания

$$C'_x = k_1 k_2 C_x. \quad (17.16)$$

При расположении трубопровода на дне и вблизи дна реки при $s < D_n$ на него кроме лобового сопротивления P_x действует и статическая подъемная сила P_y .

Для определения коэффициента C_y подъемной силы на основании проведенных экспериментов построен график зависимости C_y от Re (рис. 17.30, а)

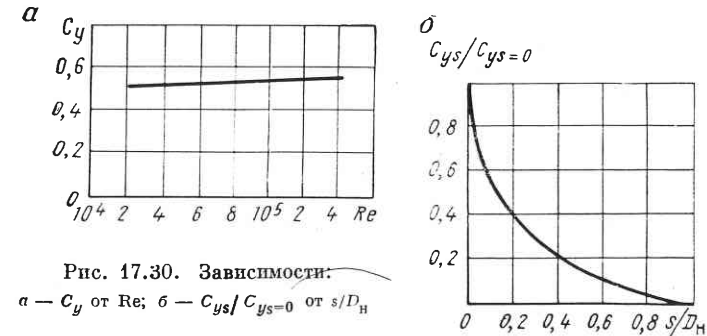


Рис. 17.30. Зависимости:
а — C_y от Re ; б — $C_{ys}/C_{ys=0}$ от s/D_n

для гладких и бетонированных труб; для труб футерованных коэффициент C_y надо умножить на 1,1.

Изменение s/D_n в пределах 0—1 оказывает весьма существенное влияние на коэффициент подъемной силы C_y .

На рис. 17.30, б показана зависимость $C_{ys}/C_{ys=0}$ от s/D_n (C_{ys} — коэффициент подъемной силы для произвольного расстояния s трубопровода от дна реки).

Влияние искривления свободной поверхности при расположении трубопровода на дне и вблизи дна реки (если $h/D_n < 3$) учитывается коэффициентами k_1 и k_2 , как и в предыдущем случае.

Приведем пример определения сил P_x и P_y , действующих на расположенный на дне реки трубопровод диаметром 1000 мм, футерованный деревянными рейками. Донная скорость $v_{дон} = 0,7$ м/с, глубина реки 15 м, удельный вес воды с учетом взвешенных частиц $\gamma = 1050$ кгс/м³, температура воды 20° С ($\nu = 0,01$).

Определяем параметр $Re = \frac{70 \cdot 100}{0,01} = 7,0 \cdot 10^5$. Принимаем $C_x = 1,2$; по графику рис. 17.30, а $C_y = 0,55$. По (17.14) находим $P_x = 31,46$ кгс/м, по (17.15) $P_y = 14,43$ кгс/м.

Значение расчетной скорости v при определении P_x и P_y принимаются для соответствующего профиля траншеи по формуле (17.12). Коэффициенты C_x и C_y назначаются с учетом рекомендаций, приведенных выше, и соответствующих значений Re . Для иллюстрации приведем пример расчета.

Трубопровод $D_n = 1000$ мм, футерованный деревянными рейками, находится в траншее глубиной $h_r = 2,5$ м и шириной по дну $b = 2$ м. Донная скорость на подходе к траншее $v_{дон} = 0,8$ м/с.

По графику (см. рис. 17.28) для $m = 1$ и $b/h_r = 0,8$ находим $v_2/v_{дон} = -0,45$, откуда $v_2 = -0,36$ м/с; $Re = \frac{36 \cdot 100}{0,01} = 3,60 \cdot 10^5$ ($\nu = 0,01$ при $t^\circ = 20^\circ$ С).

По графику (рис. 17.30, а) находим $C_y = 0,55$; C_x^* принимаем равным 1,0. По (17.14) и (17.15) определяем:

$$P_x = -6,94 \text{ кгс/см} \text{ и } P_y = 3,87 \text{ кгс/см}.$$

Из этого примера видно, что укладка трубопровода в траншею существенно уменьшает силовое воздействие потока.

Методика расчета устойчивости

Условие устойчивости не засыпанного грунтом трубопровода на сдвиг записывается в виде

$$P_x k_{y.c} = [B + Q - k_{y.v} (A + P_y + q_n + q_n)] f_{тр}, \quad (17.17)$$

где P_x — горизонтальная составляющая силового воздействия потока; $k_{y.c}$ — коэффициент устойчивости на сдвиг, принимаемый равным 1,15; $k_{y.v}$ — коэффициент устойчивости на всплытие, принимаемый равным 1,1; B — вес балласта в воде; Q — вес единицы длины трубы с учетом изоляции, футеровки и продукта, заполняющего трубу; A — выталкивающая сила; P_y — вертикальная составляющая силового воздействия потока; q_n — взвешивающее усилие, возникающее при упругом изгибе трубопровода; q_n — взвешивающее усилие, обусловленное наличием продольной растягивающей силы в искривленном трубопроводе при его протаскивании по дну траншеи; $f_{тр}$ — коэффициент трения трубопровода о грунт, принимаемый равным $\text{tg } \varphi$.

Вес балласта на единицу длины трубопровода может быть установлен по (17.17). Основные расчетные случаи:

1) прямолинейный трубопровод, течение отсутствует,

$$B = k_{y.v} A - Q; \quad (17.18)$$

2) то же, при наличии течения,

$$B = k_{y.v} A + \frac{P_x k_{y.c}}{f_{тр}} - Q; \quad (17.19)$$

3) трубопровод искривлен по профилю перехода, течение отсутствует,

$$B = k_{y.v} (A + q_n) - Q; \quad (17.20)$$

4) то же, при наличии течения,

$$B = \frac{P_x k_{y.c}}{f_{тр}} + k_{y.v} (A + q_n) - Q. \quad (17.21)$$

В общем случае

$$B = \frac{P_x k_{y.c}}{f_{тр}} - Q + k_{y.v} (A + P_y - q_n + q_n). \quad (17.22)$$

Если B окажется отрицательным, то балластировка не требуется, при положительном B трубопровод нужно балластировать.

Вес балласта в воздухе, обеспечивающий необходимый вес балласта в воде, можно рассчитать по формуле

$$B_{воз} = \frac{\gamma_6}{\gamma_6 - \gamma_ж} B, \quad (17.23)$$

где $\gamma_ж$ — объемный вес воды; γ_6 — объемный вес балласта в воздухе.

Остановимся далее на определении q_n и q_n . Они зависят от вида профиля перехода. Характерные профили показаны на рис. 17.31.

Для случая, показанного на рис. 17.31, а, постоянное по длине q_n определяется из выражения

$$q_n = \frac{384EI f}{5l^4}. \quad (17.24)$$

где f — стрелка прогиба трубопровода; FI — жесткость труб.

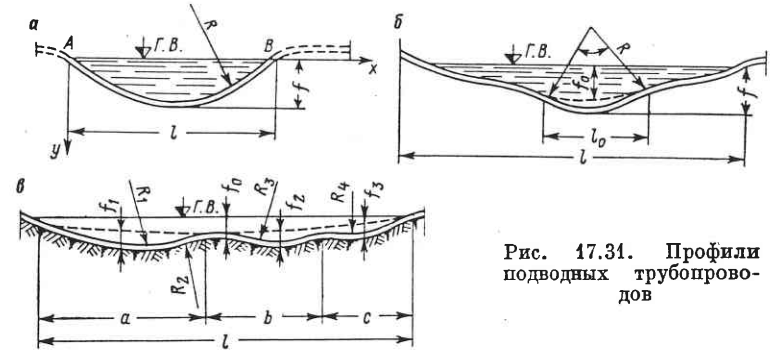


Рис. 17.31. Профили подводных трубопроводов

Определив далее из выражения

$$y = \frac{q_n l^3 x}{24EI} \left(1 - 2 \frac{x^2}{l^2} + \frac{x^3}{l^3} \right) \quad (17.25)$$

значения y в нескольких сечениях x , совмещают упругую линию, рассчитанную по (17.25), с профилем перехода. Если она будет расположена не выше отметок дна траншеи, то q_n определено верно; если выше — то увеличивают q_n до значения, при котором расчетная упругая линия (17.25) опустится ниже линии профиля.

На рис. 17.31, б показан вариант, когда q_n должно определяться только для обеспечения кривизны в пределах участка, ограниченного углом α , а пригрузку, компенсирующую q_n , следует размещать в пределах α . Уравнение упругой оси в соответствии с принятыми на рис. 17.31, б обозначениями имеет вид

$$y = \frac{q_n}{2EI} \left[\frac{(l-a)^2 x^3}{l} + \frac{(l-a)^4 x}{12l} + \frac{a^4 x}{12l} - \frac{(l-a)^3 x}{l^2} - \frac{(x-a)^4}{12} - \frac{a^4}{12l} \right]. \quad (17.26)$$

Измерив по проектному профилю значение $y = f$ в сечении x_{\max} , из (17.26) находим соответствующее q_n .

Для случая, показанного на рис. 17.31, б, пригрузку, компенсирующую q_n , лучше размещать в пределах участка l_0 . Взвешивающее усилие вычисляется как сумма

$$q_n = q_{n1} + q_{n2}, \quad (17.27)$$

где q_{n1} — усилие от изгиба трубопровода длиной l со стрелкой прогиба f_0 по (17.24); q_{n2} — усилие от дополнительного изгиба участка l_0 на f ,

$$q_{n2} = \frac{384EI (f - f_0)}{l_0}. \quad (17.28)$$

Для профиля, показанного на рис. 17.31, в, можно найти q_n следующим образом.

Для участка a , считая, что один конец его опирается, а другой заземлен ($y' = 0$),

$$q_{n a} = \frac{185EI f_1}{a^4}; \quad (17.29)$$

для участка c

$$q_{n c} = \frac{185EI f_3}{c^4}. \quad (17.30)$$

Для участка b , считая оба конца его заземленными,

$$q_{n b} = \frac{384EI f_2}{b^4}. \quad (17.31)$$

К этим нагрузкам добавится нагрузка на компенсацию прогиба

$$q_{n0} = \frac{76,8EI f_0}{l^4}. \quad (17.32)$$

При укладке трубопроводов протаскиванием к ним прикладывают тяговые силы, достигающие десятков тонн. Это обуславливает своеобразную «разгрузку» трубопровода, что приводит к уменьшению запаса устойчивости за счет взвешивающего усилия q_n , а иногда к уменьшению прогиба и провисанию трубопровода на отдельных участках. Последнее особенно опасно, так как под воздействием потока провисающие участки могут прийти в колебательное движение, при котором возможно разрушение трубопровода.

Взвешивающее распределенное усилие q_n от воздействия продольной силы определится следующим образом.

Пусть трубопровод протаскивается по схеме рис. 17.31, а, тяговой силой T , приложенной со стороны правого берега (точка В). При отношении $f/l \leq 0,1$ можно определить продольную силу в любом сечении x из условия

$$T_x = T - q_{тр} (l - x) \operatorname{tg} \varphi, \quad (17.33)$$

где $q_{тр}$ — вес единицы длины полностью снаряженного трубопровода в подводном положении (за вычетом выталкивающей силы).

Принимая во внимание соотношение между прогибами и продольными усилиями в «жесткой нити», для сечения $x = 0,5l$ имеем

$$f = \frac{(q_n + q_n) l^2}{8 \left(T + \frac{48EI}{5l^2} \right)}. \quad (17.34)$$

Из (17.34) видно, что при $T = 0$ прогиб f будет таким, как для балки на двух опорах с равномерно-распределенной нагрузкой. Определив по (17.33) T_x для $x = 0,5l$, находим по (17.34) $q_n + q_n$ при заданном f (по фактическому профилю). Значение $q_n + q_n$ будет полным распределенным взвешивающим усилием с учетом упругого изгиба и продольной силы в трубопроводе.

Укладка трубопровода с поверхности воды

Суть способа укладки с поверхности воды заключается в следующем. Полностью подготовленный к укладке трубопровод устанавливают на плаву над подготовленной заранее траншеей, а затем погружают на ее дно затоплением при положительной плавучести или отсоединением специальных устройств удерживающих трубопровод на поверхности воды.

Подготовка трубопровода к укладке

Трубопровод сваривают в нитку, длина которой на несколько метров (или десятков метров) больше ширины зеркала воды между урезами.

Затем его испытывают на прочность и плотность, изолируют, футеруют, оснащают (в необходимых случаях) понтонами, крепят тросы, которыми трубопровод будет удерживаться в створе перехода.

Если спуск будет производиться по створу, то трубопровод укладывают на спусковую дорожку, а по дну водной преграды прокладывают буксировочный трос. Для увеличения плавучести трубопровод оснащают понтонами.

Если установка в створе будет осуществляться разворотом на плаву, то устройства спусковой дорожки не требуется. В этом случае трубопровод размещают в непосредственной близости от уреза воды (вдоль него).

Установка трубопровода в створ

Эта операция является наиболее ответственной при укладке с поверхности воды, так как при недостаточно точном ее выполнении трубопровод может быть изогнут потоком воды и даже сломан.

В практике строительства применяют различные технологические схемы. Основной особенностью любой схемы является способ перемещения трубопровода в створ на плаву и удержание его в таком положении до погружения. В зависимости от ширины русла водоема средства, с помощью которых трубопровод устанавливают в створ и удерживают в нем, могут располагаться либо только на берегах, либо на берегах и в русле водоема. Рассмотрим основные схемы установки трубопровода в створ.

Схема 1

Схема применяется при ширине водоемов до 250 м. Полностью подготовленный к опусканию трубопровод протаскивают и выводят на воду с одного берега перпендикулярно потоку (рис. 17.32). До начала протаскивания трубопровод 2 закрепляют тросами-оттяжками 3 от лебедок, установленных на обоих берегах (положение I), и тяговым тросом 1, с помощью которого осуществляется протаскивание. В местах строповки трубопровода (точки а, б) устраивают сплошную футеровку из деревянных реек. На расстоянии 150—200 м выше створа на обоих берегах устанавливают лебедки для удержания трубопровода при выводе его в створ от сноса потоком. Лебедки устанавливают как можно ближе к урезу воды. По мере продвижения трубопровода в русло реки в работу включается лебедка Л₂, с помощью которой трубопровод ориентировочно удерживается в створе (положение II). Затем начинает работать и лебедка Л₁ (положение III). Регулируя длину оттяжек лебедками Л₁ и Л₂, трубопровод устанавливают точно в створе.

Грузоподъемность тяговых средств и лебедок, а также диаметры тягового троса и оттяжек определяют в зависимости от размеров трубопровода и интенсивности гидродинамического давления потока.

Схема 2

Схема применяется при ширине водоемов более 250 м. Установка в створ может быть выполнена по схеме, показанной на рис. 17.33. В положении I конец труб удерживается одной оттяжкой от лебедки Л₃, установленной на

понтоне; затем трубу в заранее намеченной точке *б* строят второй оттяжкой от L_2 , также установленной на понтоне (положение *II*). Сам понтон удерживается якорем, замкнутым в русле реки. При дальнейшем продвижении вперед трубопровод строят в точке *а* оттяжкой от лебедки L_4 , а оттяжки от лебедок L_2 и L_3 переносят в точки *б* и *в*. Затем в работу вводят лебедку L_1 . Трос от нее удерживает трубопровод в точке *г* (положение *III*). Следует иметь в виду, что откреплять оттяжки можно только когда трубопровод закреплен новой оттяжкой и нагрузка от гидродинамического воздействия воды уже воспринята ею.

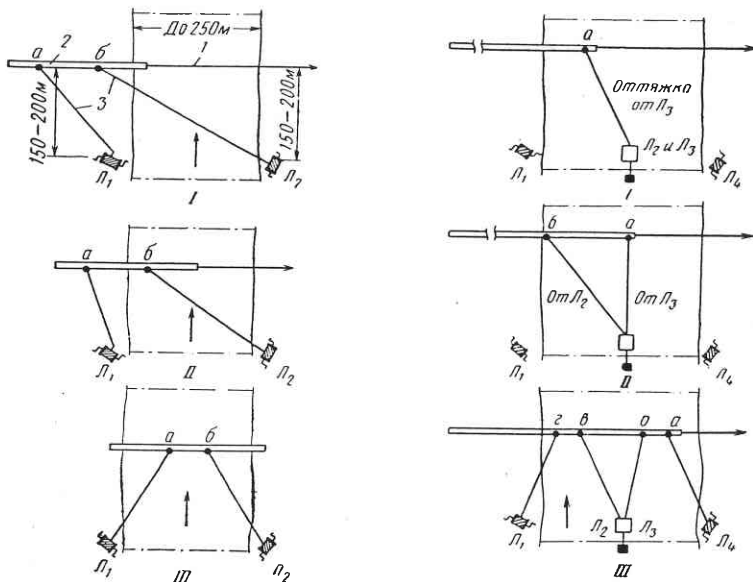


Рис. 17.32. Схема установки трубопровода в створ при ширине водоема до 250 м

Рис. 17.33. [Схема установки трубопровода в створ при ширине водоема более 250 м

Широкому применению рассматриваемой схемы в летний период препятствует необходимость перекрывать на некоторое время судоходство.

При четкой организации работ вывести в створ и уложить трубопровод в траншею при ширине реки до 500 м можно за 3—4 ч. Наиболее частые причины осложнений — ненадежно замкнутые в русловой части неподвижные якоря, которые начинают «ползти» при полной нагрузке на оттяжки.

Схема 3 (способ П. П. Бородавкина)

Трубопровод выводят в створ разворотом его на плаву от одного берега к другому. Этот способ очень удобен при строительстве переходов через водоемы, имеющие крутые берега, когда для устройства спусковых дорожек требуется разработка глубоких береговых выемок, а трубопровод имеет на концах кривые вставки. Схема выведения трубопровода в створ показана на рис. 17.34.

На одном из берегов выше или ниже створа перехода (лучше выше) подыскивают площадку шириной 3 м и более, длина которой равна или больше длины перехода. На этой площадке собирают трубопровод проектной длины с кривыми вставками (если они предусмотрены), покрывают его изоляцией, а в необходимых местах футеруют. На площадке трубопровод можно собирать из готовых секций длиной 80—120 м, доставляемых сплавом.

Подготовленный к укладке трубопровод спускают с площадки на воду. Затем нитку буксируют катером к створу перехода и устанавливают вдоль одного из берегов (см. рис. 17.34, положение *I*).

Трубопровод выводят в створ по простой, но требующей четкой организации работ схеме. Один конец трубопровода шарнирно закрепляют в точке *О*, а другой отталкивают от берега. Под действием движущейся воды трубопровод на плаву свободно поворачивают в противоположный берег (положение *II*). Для удержания трубопровода в створе его закрепляют оттяжками. Накануне выведения трубопровода в створ точно замеряют скорости течения в разных точках реки (по ширине), зная которые, можно легко определить интенсивность гидродинамического воздействия, а в соответствии с последней рассчитать необходимое число оттяжек. Оттяжки закрепляют на лебедках, устанавливаемых на понтонах.

Понтоны 1, 2, 3, на каждом из которых установлено по три лебедки, прикрепляют к трубопроводу в положении *I*. Двумя тросами с каждого понтона трубопровод строят до начала разворота в точках *а*, *б*, *в*, *г*, *д*, *е*. В точках 4, 5, 6 (по числу понтонов с лебедками) в 80—100 м выше створа замыкают в грунт якоря, способные удержать весь трубопровод на поверхности реки от сноса течением. К неподвижным якорям прикрепляют отрезки тросов, концы которых удерживаются на поплавках на поверхности воды.

При проходе трубопровода вместе с понтонами над соответствующим якорем (положение *III*) трос последнего прикрепляют к тросу, идущему от одной из лебедок, предназначенной для удержания понтона в нужном положении. Одновременно понтон открепляют от трубопровода; вследствие разматывания оттяжек, закрепленных на двух других лебедках, понтон отстает от трубопровода. Он продвигается вниз по течению медленнее, чем разворачивается трубопровод. При этом последовательно вступают в работу неподвижные якоря 4, 5 и 6. Постепенно скорость разматывания оттяжек уменьшается, а смещение понтонов по течению прекращается: они занимают положение 7, 8, 9, удерживаясь на неподвижных якорях. Скорость разворота трубопровода замедляется, и после вступления в работу всех удерживающих якорей он полностью останавливается и удерживается оттяжками в точках *а*, *б*, *в*, *г*, *д*, *е*.

Так как длина трубопровода больше, чем расстояние между берегами, то в какой-либо момент незакрепленный конец трубопровода упрется в берег (положение *III*). К этому времени все понтоны должны стоять на якорях. Конец трубопровода (точка *О*) вводят в береговую траншею. Если этого недоста-

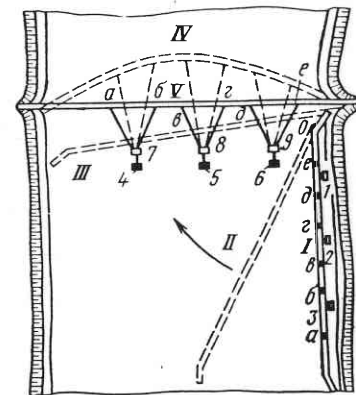


Рис. 17.34. Установка трубопровода в створ разворотом на плаву

точно для введения другого конца в траншею, то, регулируя длину русловых оттяжек, дают возможность трубопроводу прогибаться (положение IV) до тех пор, пока второй конец не войдет в траншею. Натяжением тросов-оттяжек трубопровод устанавливают точно в створ (положение V). При наличии береговых кривых вставок их поднимают в вертикальное положение с помощью трубоукладчиков.

После установки в створ трубопровод затопляют. Рассмотренная технология позволяет весьма быстро, без устройства специальных спусковых дорожек укладывать подводные трубопроводы любых диаметров.

Для укладки по данной схеме необходима тщательная разработка технологии; накануне операции должен быть составлен план ее выполнения, в котором нужно четко распределить обязанности каждого ее участника.

Как отмечалось, при установке трубопроводов в створ должно быть обеспечено надлежащее геодезическое обслуживание работ. Схема 3 требует в этом отношении особой тщательности. Расстановка якорей для удержания понтонов должна быть выполнена с высокой точностью. Так, ошибка в определении положения точки замычки одного из якорей на 4—6 м может привести к тому, что понтон при развороте трубопровода пройдет мимо этого якоря.

Схема 4

Укладка трубопровода осуществляется зимой со льда. Установку его в створ выполняют в специально устраиваемой во льду узкой прорези.

При толщине льда 25 см и более все подготовительные и строительно-монтажные работы не отличаются от линейных и выполняются непосредственно на льду. При этом обязательно соблюдение минимально допустимого расстояния между работающими машинами, которое зависит от их массы (табл. 17.7).

Таблица 17.7

Допускаемые расстояния между грузами

Груз	Общая масса, т	Наименьшая расчетная толщина льда, см	Наименьшее расстояние между грузами, м
Одиночный пешеход Колесные грузы	0,1	5	5
	До 3,5	15	15
	6,0	20	20
	10,0	25	25
Гусеничные грузы	15,0	30	30
	3,5	15	15
	10,0	20	20
	12,5	25	25
	25,0	40	40
	45,0	50	50

При толщине льда до 20 см, как видно из табл. 17.7, проезд трубоукладчиков и гусеничных тракторов, имеющих массу более 10 т, не допускается. В этом случае на береговой строительно-монтажной площадке сваривают, изолируют и футерируют секции труб длиной 100—120 м. С помощью лебедки, установленной и закрепленной на льду, секций протаскивают на лед и укладывают вдоль створной линии на 1,5—2,0 м выше или ниже ее. Створ заранее

отмечают вешками. После протаскивания секций выполняют сварку секционных стыков. Затем проверяют качество стыков и покрывают их изоляцией. На льду осуществляют и опрессовку трубопровода.

Непосредственно перед укладкой во льду точно по створной линии устраивают прорезь шириной примерно 1,5 диаметра труб. После очистки прорези от разрушенного льда в нее опускают трубопровод. Перед опусканием его строят оттяжками, закрепленными в лебедках. Длину оттяжек с помощью лебедок можно регулировать. Оттяжки необходимо пропускать подо льдом. В противном случае трубопровод будет снесен течением на откос или бровку траншеи. Длину оттяжек рассчитывают так, чтобы нитка перехода точно легла на дно траншеи.

При глубине рек до 6 м можно вместо оттяжек использовать направляющие сваи, которые опускают в прорезь. Нижние концы их забивают в дно траншеи на 0,5—1 м, а верхние опираются на лед. Для изготовления свай используют ровные бревна диаметром 18—20 см или стальные трубы диаметром 100—150 мм.

При толщине льда менее 10 см работы со льда с использованием машин вести нельзя. Ледовые покрытия используют в этом случае только для удержания трубопровода в створе в прорези.

Погружение трубопровода в траншею

Трубопровод сразу же после установки в створ опускают в траншею. При этом необходимо, чтобы трубопровод погружался плавно, без колебаний в вертикальной плоскости, и время погружения было минимальным.

Погружение в траншею может быть произведено по двум схемам. Если погружают трубопровод, имеющий положительную плавучесть, то его погружают заливом воды внутрь трубы. Если плавучесть отрицательная (трубопровод тонет в воде), то он удерживается на плаву понтонами, а погружается последовательной их отстройкой (откреплением).

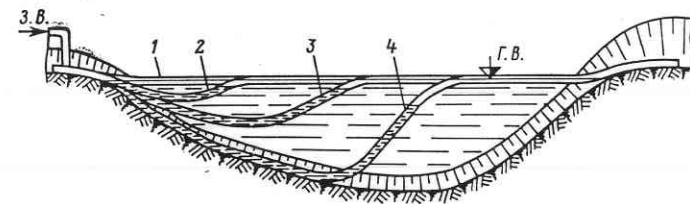


Рис. 17.35. Формирование переходной кривой

При погружении затоплением воду в трубу заливают с более низкого берега; на другом берегу устанавливают вантуз для выхода воздуха из трубопровода.

Заливают воду насосами, имеющими подачу до 200 м³/ч. Во время заливки внимательно следят за образованием начального участка переходной кривой. В это время вода должна подаваться медленно, чтобы избежать перелива, что очень опасно, так как вследствие быстрых перемещений воды внутри труб могут возникнуть колебания трубопровода в вертикальной плоскости. На рис. 17.35 показана схема деформирования переходной кривой. В начале заливки

образуется прогиб 2. Если слишком быстро подавать воду, то она может переливаться в пустую часть трубы, участок 1 опорожнится и будет вытолкнут вверх; начнется колебательный процесс. Полная подача воды может быть только при образовании нормальной переходной кривой (положения 3 и 4).

При погружении трубопровода с помощью понтонов отстропка производится от одного берега к другому. При этом трубопровод постепенно погружается в траншею. Имеются специальные понтоны, отстропка которых осуществляется с поверхности воды, так что управление процессом погружения в этом случае достаточно просто.

Как в первом, так и втором случаях оттяжки, которые удерживают трубопровод в створе, отсоединяют только после погружения его в траншею.

Основные расчеты, связанные с укладкой трубопровода с поверхности воды

Определение предельной глубины при погружении заливом воды.

Как отмечалось выше, при заливе воды образуется переходной участок c (рис. 17.36). При этом в стенке трубы возникают изгибающие напряжения, которые могут привести к ее разрушению. Задача заключается в определении допустимой глубины погружения $h_{\text{доп}}$, при которой напряжения в трубе σ_{max} будут меньше или равны допускаемому $[\sigma]$, т. е. должны выполняться условия

$$\sigma_{\text{max}} \leq [\sigma], \quad (17.35)$$

где $[\sigma] = 0,9 \sigma_T$; σ_T — предел текучести.

Уравнение переходной кривой можно получить, рассматривая участок трубы c как балку на двух опорах в точках A и B , загруженную распределенными нагрузками q_1 (отрицательная плавучесть) и q_2 (положительная плавучесть), а также реакцией грунта R .

Для участка a уравнение упругой линии имеет вид

$$EIy = R \frac{x^3}{6} - \frac{q_1 x^4}{24}, \quad (17.36)$$

а для участка b

$$EIy = (q_1 + q_2) \frac{a^3 x^2}{4} + [R - a(q_1 + q_2)] \frac{x^3}{6} + \frac{q_2 x^4}{24} - (q_1 + q_2) \frac{a^3 x}{6} + (q_1 + q_2) \frac{a^4}{24}. \quad (17.37)$$

Изгибающий момент для участка a

$$M(x) = Rx - \frac{q_1 x^2}{2}, \quad (17.38)$$

а для участка b

$$M(x) = \frac{q_2}{2} x^2 + [R - a(q_1 + q_2)] x + (q_1 + q_2) \frac{a^2}{2}, \quad (17.39)$$

где

$$R = \frac{aq_1(0,5a + b) - q_2 \frac{b^2}{2}}{c} \quad (17.40)$$

Максимальный изгибающий момент на участке a

$$M_{\text{max}}^a = \frac{R^2}{2q_1}, \quad (17.41)$$

а для участка b

$$M_{\text{max}}^b = \frac{(q_1 + q_2) a^2}{2} - \frac{[R - (q_1 + q_2) a]^2}{2q_2}. \quad (17.42)$$

Длину заполненного водой участка a определяют по выражению

$$a = \sqrt[4]{\frac{6EIh}{(q_1 + q_2)(n - 0,5)^2 - 0,25q_2 n^4}}, \quad (17.43)$$

где E — модуль упругости; I — момент инерции трубы; $n = c/a$ — отношение полной длины переходного участка c к заполненной водой части a .

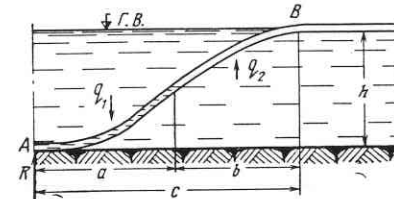


Рис. 17.36. Расчетная схема переходной кривой

Зависимость n от отношения q_1/q_2 представлена на рис. 17.37. После определения M_{max}^a и M_{max}^b находят σ_{max} по формуле

$$\sigma_{\text{max}} = \frac{M_{\text{max}}}{W}, \quad (17.44)$$

где W — момент сопротивления сечения трубы.

Впервые в такой постановке задача о погружении трубопровода была решена В. Ф. Кожинным.

Порядок расчета следующий:

- 1) по графику (рис. 17.37) при известном q_1/q_2 находят n ;
- 2) по выражению (17.43) при заданном h находят a , а по формуле (17.40) R ;
- 3) определив далее M_{max}^a и M_{max}^b , по (17.44) находят σ_{max} ;
- 4) сравнивая σ_{max} с $[\sigma]$ устанавливают возможность погружения трубопровода затоплением. Если $\sigma_{\text{max}} \leq [\sigma]$, то погружение возможно. При $\sigma_{\text{max}} > [\sigma]$ необходимо принять меры к уменьшению σ_{max} , для чего применяют разгружающие понтоны, что ведет к уменьшению отношения q_1/q_2 вследствие уменьшения q_1 .

Для определения допустимой глубины погружения трубопровода с поверхности воды можно воспользоваться графиком, приведенным на рис. 17.38. На нем дана зависимость коэффициентов ψ_1 и ψ_2 , являющихся функцией n , от отношения q_1/q_2 .

Определяют $h_{\text{доп}}$ по формуле

$$h_{\text{доп}} = \frac{[\sigma]^2 \delta}{3150 \psi^2 r_{\text{cp}}}, \quad (17.45)$$

где $[\sigma]$ — допускаемое напряжение материала труб при укладке; δ — толщина стенки труб; r_{cp} — средний радиус трубы.

Коэффициент ψ принимается по графику (см. рис. 17.38). При пользовании им следует иметь в виду, что при $q_1/q_2 > 1$ нужно подставлять в формулу (17.45) значение ψ_1 , а при $q_1/q_2 < 1$ значение ψ_2 .

Определение предельной глубины при погружении откреплением понтонов

Этот случай характерен для укладки с поверхности воды трубопровода, имеющего отрицательную плавучесть, например газопровода, балластированного грузами или сплошным бетонированием. Схема укладки показана на рис. 17.39. Понтоны 1, 2, 3 еще прикреплены к трубе, а 4, 5, 6 и т. д. откреплены. На участке *b* труба уже лежит на дне, на участке *a* образовалась переходная кривая; далее труба находится на плаву.

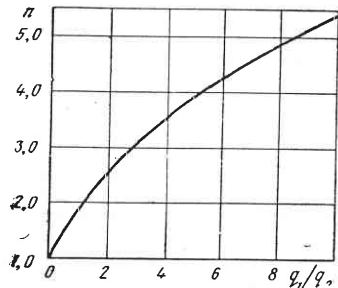


Рис. 17.37. Зависимость $n = f(q_1/q_2)$

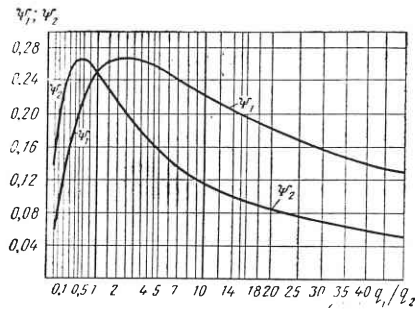


Рис. 17.38. Зависимость ψ_1 и ψ_2 от q_1/q_2

Заменяя действие сосредоточенных сил от понтонов 1, 2, 3 распределенной нагрузкой q_2 , приходим к предыдущей схеме. Различие заключается в том, что в случае заливки воды внутрь труб регулирование величины q_2 исключается. Во втором случае q_2 можно регулировать в необходимом направлении, а следовательно, в соответствии с (17.45) можно регулировать и допустимую глубину погружения $h_{\text{доп}}$. Причем из (17.45) видно, что существенное увеличение $h_{\text{доп}}$ достигается уменьшением ψ (при прочих равных условиях).

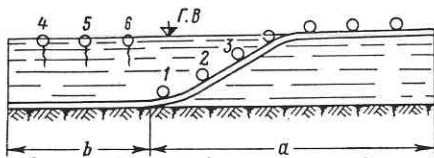


Рис. 17.39. Схема погружения газопровода откреплением понтонов

Приведем порядок расчета трубопровода, укладываемого заливкой воды или с помощью понтонов. Возможен также и совмещенный вариант, когда величина q_1 уменьшается за счет применения понтонов, а погружение осуществляется заливкой воды внутрь труб.

1. Подготавливают исходные данные: $D_n, \delta, I, h, [\sigma], q_1, q_2, q_1/q_2$.
2. По графику (рис. 17.38) находят ψ , а затем по (17.45) $h_{\text{доп}}$. Если $h_{\text{доп}} \geq h$, то укладка возможна. В противном случае по (17.45) находят ψ при $h_{\text{доп}} = h$, а затем по графику (рис. 17.38) определяют требуемое значение q_1/q_2 . Регулируя q_1 и q_2 (применением понтонов различной грузоподъемности, изменением расстояния между ними и т. п.), добиваются необходимого соотношения q_1/q_2 .

Расчет количества оттяжек, удерживающих трубопровод в створе на плаву

Как отмечалось выше, для удержания трубопровода в створе перехода на плаву применяют тросовые оттяжки. Точки закрепления их определяют в зависимости от интенсивности гидродинамического воздействия потока и характеристик трубопровода. Прежде всего определяют интенсивность гидродинамического воздействия потока P_x по длине трубопровода. Величина P_x может быть найдена по рекомендациям § 60.

Для определения P_x перед установкой трубопровода в створ замеряют поверхностные скорости с помощью гидрометрической вертушки или в крайнем случае с помощью круглых поплавков. На основании замеров строят эюру скоростей v (рис. 17.27), которая дает наглядное представление не только о распределении скоростей потока, но и об интенсивности гидродинамического воздействия. На практике часто принимают скорость, а следовательно, и P_x постоянной по ширине потока и равной P_{max} . Рассматривая далее трубопровод как балку на нескольких опорах, определяют длину пролета между двумя оттяжками. При двух пролетах изгибающий момент в точке установки оттяжки будет

$$M = \frac{Pl^2}{8}, \quad (17.46)$$

где l — расстояние между оттяжками.

Имея в виду, что $M = [\sigma]W$, где $[\sigma]$ — допускаемое напряжение в материале труб при упругом изгибе, а W — момент сопротивления сечения трубы (см. приложение 3), находим длину пролета:

$$l = \sqrt{\frac{8[\sigma]W}{P}}. \quad (17.47)$$

При трех пролетах l определяют из выражения

$$l = \sqrt{\frac{9,35[\sigma]W}{P}}, \quad (17.48)$$

при четырех и большем числе пролетов

$$l = \sqrt{\frac{12[\sigma]W}{P}}. \quad (17.49)$$

В этих формулах $[\sigma]$ принимается по данным сертификатов на трубы (в кгс/см²), P вычисляется в кгс на 1 см длины трубы.

Определив расстояния l между оттяжками по несущей способности, вычисляют стрелку прогиба пролетов f под давлением воды. Если стрелка прогиба окажется больше, чем половина ширины дна траншеи, то трубопровод может не лечь в траншею. В этом случае расстояние между оттяжками нужно уменьшить. Для краевых (прибрежных) пролетов стрелку прогиба определяют по выражению

$$f = \frac{2,5P_i l^4}{384EI}, \quad (17.50)$$

а для русловых пролетов

$$f = \frac{P_i l^4}{384EI}, \quad (17.51)$$

где E — модуль упругости; I — момент инерции сечения трубы; P_i определяют по (17.13).

Например, расстояние между оттяжками, определенное по несущей способности при $P_i = 0,34$ кгс/см, $I = 28\,000$ см⁴, $W = 1320$ см⁴, равно 100 м. Прогиб для русловых пролетов будет

$$f = 160 \text{ см.}$$

Если при этом ширина траншеи по дну равна или менее 2,5 м, то трубопровод ляжет на бровку. Поэтому расстояние между оттяжками нужно уменьшить.

Приняв $l = 60$ м, получим стрелку прогиба, равную 21 см в русловой части и 50 см — в прибрежных пролетах.

Укладка трубопроводов, сооружаемых по схеме «труба в трубе»

Как показывает опыт эксплуатации подводных однострунных переходов, наличие одной или нескольких ниток дает возможность лишь обеспечить перекачку нефти и газа без перерыва в случае аварии одной из ниток. Однако в настоящее время такой подход нельзя считать правильным, ибо ущерб, наносимый природе при разрушении труб, может значительно превысить ущерб от остановки перекачки на некоторое время. Поэтому основное внимание должно уделяться повышению общего уровня надежности каждой нитки перехода, а не простому резервированию за счет числа ниток. Такой подход дает реализация однострунного перехода в двухтрубном исполнении. Рассмотрим способы сооружения такого перехода.

Схема 1

Переход сооружается в однострунном исполнении по схеме двойной трубы (см. рис. 17.11, а). В подготовленную заранее подводную траншею опускают наружную трубу с уложенным внутри нее тросом. Труба в процессе укладки заполняется водой, после чего ее нужно засыпать грунтом. Затем с помощью троса внутрь уложенной трубы с берега протаскивают вторую трубу меньшего диаметра. Пространство между обеими трубами сразу после протаскивания внутренней трубы заполняют цементно-песчаным или другим утяжеляющим раствором, который заменяет чугунные утяжеляющие грузы или сплошное бетонирование, выполняемое на берегу. Прочность такого трубопровода намного выше прочности обычного, что и позволяет отказаться от традиционного двухниточного исполнения.

Для того чтобы расстояние между наружной и внутренней трубами было одинаковым по всей длине, внутренняя труба оснащается катками. Катки закрепляют на внутренней трубе с помощью кольцевых полумуфт. Применение катков позволяет протаскивать внутреннюю трубу с малым тяговым усилием.

Схема 2

В створ перехода устанавливаются на плавучем сдвоенном трубопроводе (внутренняя труба еще на берегу протаскивается во внешнюю трубу), который удерживается в створе с помощью тросовых оттяжек, по одной из схем, описанных выше.

Погружение сдвоенного трубопровода в подводную траншею осуществляется заполнением внутреннего трубопровода водой, при этом межтрубное пространство остается незаполненным.

После укладки трубопровода на дно траншеи тщательно (с помощью эхолота) проверяется его положение, и только при соответствии действительного

положения проектному межтрубное пространство заполняется утяжеляющим раствором (цементно-песчаным).

Один из ответственных элементов схемы — заполнение межтрубного пространства цементно-песчаным раствором.

Для этой цели следует применять растворы с водоцементным отношением $V/C = 0,45 \div 0,60$, так как при более высоком V/C раствор расслаивается.

Раствор не должен схватываться до тех пор, пока не окончится заполнение. Для увеличения подвижности смеси необходимо применять гидрофобные добавки типа ССБ (спиртово-сульфитная барда). При приготовлении раствора лучше всего применять тампонажный портландцемент.

Поскольку заполнение трубопровода должно продолжаться не более чем срок схватывания цемента, то следует применять агрегаты высокой производительности, например типа используемых при цементировании скважин при бурении.

Приведем пример расчета. Пусть диаметр наружной трубы $D_n = 1,0$ м, наружный диаметр внутренней трубы $D_{in} = 0,72$ м. Определить время заполнения перехода длиной $l = 500$ м при производительности заполняющего агрегата Q .

1. Объем межтрубного пространства на 1 м длины трубы

$$V = \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_{in}^2) = 0,37 \text{ м}^3.$$

2. Общий объем $V_{об} = 0,37 \cdot 500 = 185 \text{ м}^3$. Время заполнения

$$t = \frac{V_{об}}{nQ}, \quad (17.52)$$

где n — число агрегатов, Q — производительность одного агрегата.

Время t по (17.52) должно быть в любом случае меньше $t_{схв}$ — времени схватывания цемента. Так, для тампонажного портландцемента $t_{схв} = 1$ ч 50 мин.

Принимая в (17.52) $t = t_{схв}$, находим

$$Q = \frac{V_{об}}{nt_{схв}}.$$

Пусть $n = 1$, тогда

$$Q_1 = \frac{185}{110} = 1,68 \text{ м}^3/\text{мин},$$

при $n = 2$

$$Q_2 = \frac{185}{220} = 0,84 \text{ м}^3/\text{мин}.$$

Соответственно должны быть подобраны и раствороприготавливающие агрегаты.

§ 61. МОРСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ

Общие сведения о морских трубопроводах

Освоение морских месторождений нефти и газа требует решения проблемы доставки последних на материк. Как показывает опыт, эта проблема может быть успешно решена трубопроводным транспортом. Уже построены тысячи километров морских трубопроводов в самых разнообразных условиях. Опыт строительства морских трубопроводов в СССР пока ограничивается районом Каспийского моря и проливами, отделяющими о. Сахалин от материка.

Выбор трассы и изыскания. Выбор трассы морского трубопровода от места добычи к берегу осуществляется по гидрографическим морским картам, на которых имеются некоторые сведения о характере грунтов, слагающих дно моря в данном районе, а также данные о морских течениях (направлениях, скорости и т. п.).

При выборе трассы необходимо стремиться к наиболее полному выполнению следующих условий:

длина трубопровода должна быть минимально возможной; глубины укладки — минимальные; грунты — прочные, устойчивые; продольный профиль — плавный, без резких перепадов поверхности дна.

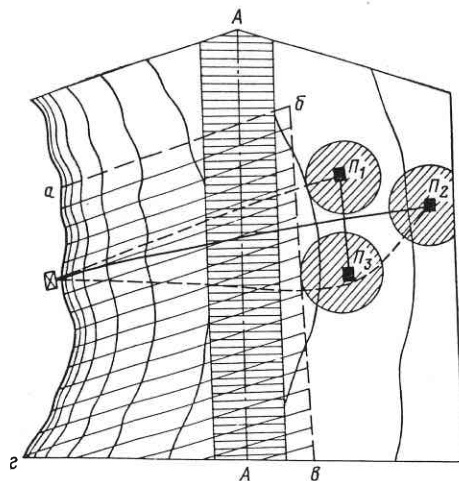


Рис. 17.40. Схема трассирования морского трубопровода

Одновременное выполнение всех требований, как правило, невозможно. Поэтому необходимо определить требования наиболее важные, без выполнения которых нельзя осуществлять строительство трубопровода. Например, выбрав самую короткую трассу (прямую), можно получить профиль со значительными перепадами высот, по которому невозможно проложить трубопровод. Могут быть также и другие ограничения. Например, трубопровод должен соединить несколько платформ, добывающих нефть, пересечь какие-либо искусственные препятствия и т. д. Покажем это на примере (рис. 17.40). Платформы, добывающие нефть $П_1, П_2$ и $П_3$, расположены за пределами судового хода $A-A$; вокруг платформ имеются зоны (на рисунке заштрихованы), в которых трубопровод может быть поврежден швартующимися судами, зона $a, б, в, г$ открыта для рыболовства. Наибольшая опасность повреждения будет в зоне судового хода, так как в критических ситуациях суда могут бросать тяжелые якоря и дрейфовать вместе с ними. Возможны два варианта соединения платформ: первый на схеме показан сплошной линией, а второй — пунктиром.

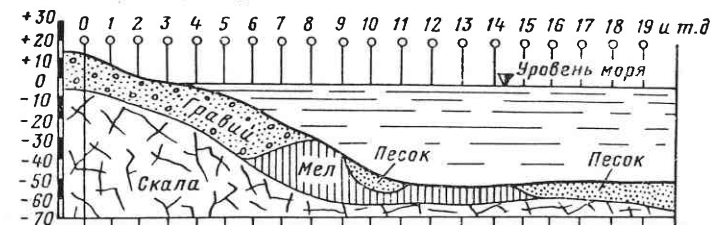
В первом варианте длина одной нитки трубопровода будет меньше, чем двух — во втором. Однако в случае разрушения нитки (первый вариант) сразу отсекаются все платформы, с которых разбуриваются обычно несколько скважин. Второй вариант обеспечивает большую надежность, чем первый. Однако как в первом, так и во втором вариантах должна быть обеспечена защита трубопровода от повреждений на всей длине. Эффективность того или иного варианта может быть определена в результате оптимизации по принятому критерию (см. гл. 3).

Изыскания проводятся по выбранной трассе в более узкой полосе (200—300 м). При этом выполняются следующие работы: детальная съемка профиля дна (с помощью эхолотов), гидрометрические работы, исследование дна на предмет обнаружения искусственных препятствий (затонувших судов и т. п.), исследование грунта.

Детальную съемку профиля выполняют вдоль всей трассы и по двум дополнительным створам, параллельно основному створу. Кроме того, проводят съемку профиля перпендикулярно трассе. Таким образом получают детальную картину рельефа дна в долозе шириной 200—300 м.

Гидрометрические работы включают: измерение скорости и направления течений, распределение скоростей по глубине (от поверхности до дна).

Измеряют параметры волн при различных состояниях моря (спокойном, бурном, среднем волнении). В числе этих параметров длина волны, амплитуда, а также преимущественное направление движения волн.



Ликеты и расстояния между ними	
Высотные отметки дна	
Вид грунта	
Углы, α, ω	
ν, θ	
Характеристика волн	
Размываемость грунта	

Рис. 17.41. Профиль дна в створе трубопровода

Скорости течения (вызываемого приливами и отливами или иными причинами) измеряют гидрометрическими вертикалями, автоматически записывающими скорости и направления течения на разных глубинах. В результате этих измерений составляют графики распределения скоростей течений на различных глубинах в местах установки гидрометрических вертушек.

Параметры волн определяются в течение года с помощью волновых буйков с самописцами, записывающими высоту волн и их период. Эти данные в совокупности с данными визуальных наблюдений позволяют прогнозировать картину волн на период строительства. Причем чрезвычайно важно установить преимущественное направление волн.

Исследование грунтов вдоль трассы предполагает получение следующих характеристик: гранулометрический состав, объемный вес, влажность, сопротивление сдвигу, размываемость. Эти данные получают по образцам, взятым по трассе будущего трубопровода, они необходимы при расчетах его устойчивости на воздействие волн и течений.

На основании данных о свойствах грунта, скоростях течения, волнении и данных, полученных с помощью эхолотов, строится профиль дна по трассе

с указанием вида грунта и его основных характеристик (рис. 17.41), и составляется пояснительная таблица.

В пояснительной таблице указываются: пикеты и расстояния между ними; высотные отметки дна; вид грунта (скала, гравий, глина, песок, ракушка, ил и т. д.); объемный вес грунта $\gamma_{\text{ест}}$, сцепление c ; влажность весовая w ; размываемость грунта, которая характеризуется минимальным значением скорости течения, размывающего грунт (в таблице проставляется (+), если грунт размывается при существующих в районе трассы скоростях или (-) — если грунт не размывается); скорости течения v и преимущественное направление (азимут) θ .

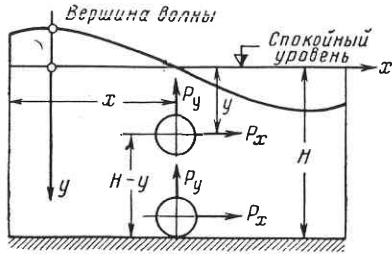


Рис. 17.42. Силовые воздействия на морской трубопровод

Составленный таким образом профиль по всем рассматриваемым вариантам трассы дает возможность спроектировать подводный трубопровод, обладающий необходимой надежностью.

Воздействие волн и течений на трубопровод. Трубопровод при строительстве и эксплуатации может находиться в различных положениях: на поверхности моря, в переходной зоне, на дне моря и на дне траншеи (если ее устройство предусматривается). В этот период трубопровод подвергается силовому воздействию волн и течений, которое необходимо уметь определять, чтобы обеспечить устойчивое положение трубопровода на любой стадии его строительства и эксплуатации (на дне, в подвешенном состоянии, на поверхности моря).

На трубопровод могут действовать силы, зависящие от положения трубопровода относительно поверхности и дна моря. На рис. 17.42 показаны возможные положения трубопровода. Рассмотрим оба эти случая.

Трубопровод находится на дне. В общем случае он может подвергаться воздействию горизонтальных и вертикальных сил:

$$P_x = P_{x_1} + P_{x_2} + P_{x_3}, \quad (17.53)$$

где P_{x_1} — сила, определяемая скоростным напором от постоянного течения; P_{x_2} — максимальное значение скоростной горизонтальной составляющей волнового воздействия; P_{x_3} — максимальное значение инерционной горизонтальной составляющей волнового воздействия; вертикальные (на единицу длины) силы

$$P_y = Q_{\text{тр}} - P_{y_1} - P_{y_2} - P_{y_3} - P_{y_4}, \quad (17.54)$$

где $Q_{\text{тр}}$ — вес трубопровода (трубы, изоляции, балласта и т. д.) в воде; P_{y_1} — выталкивающая сила (по закону Архимеда); P_{y_2} — подъемная сила от постоянного течения; P_{y_3} — скоростная составляющая волнового воздействия; P_{y_4} — инерционная составляющая волнового воздействия.

Если трубопровод находится в подвешенном состоянии, то P_x и P_y определяют по (17.53) и (17.54), причем в последнем выражении принимается $P_{y_2} = 0$.

Приведем характеристики и порядок определения отдельных составляющих.

Значения P_{x_1} , P_{y_1} и P_{y_2} определяют по формулам, приведенным в § 62.

Значения горизонтальной скоростной и инерционной составляющих волнового воздействия определяют по формулам:

$$P_{x_2} = \frac{2}{3} \pi \gamma D_n \frac{h^2}{\lambda} \theta_c \varepsilon_x^2 k_{\text{сн}} \cos^2 \varphi_{\text{в}}; \quad (17.55)$$

$$P_{x_3} = \frac{1}{2} \pi^2 \gamma D_n^2 \frac{h}{\lambda} \theta_n \varepsilon_x \cos^2 \varphi_{\text{в}} k_{\text{сн}}, \quad (17.56)$$

где γ — удельный вес воды; D_n — наружный диаметр трубопровода; h — высота волны; ε_x , θ_c , θ_n — определяют по графику (рис. 17.43), $k_{\text{сн}}$ — коэффициент снижения, учитывающий неодновременность действия волны по длине трубопровода; $\varphi_{\text{в}}$ — угол между нормалью N к главной оси трубопровода I и лучом набегающей волны (рис. 17.44, а).

На мелководе при $H > H_{\text{кр}}$

$$P_{x_2} = \frac{3}{2} \pi \gamma D_n \frac{h^2}{\lambda} \theta_c k_{\text{сн}}, \quad (17.57)$$

$$P_{x_3} = \frac{3}{4} \pi \gamma D_n^2 \frac{h}{\lambda} \theta_n. \quad (17.58)$$

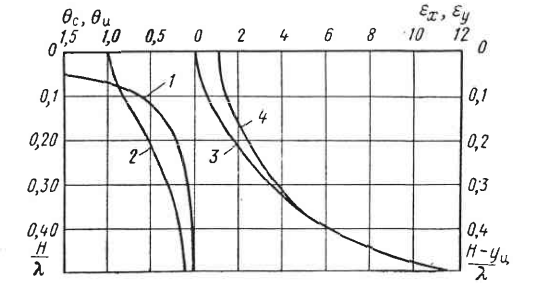


Рис. 17.43. Графики для определения параметров волн: 1 — θ_c , 2 — θ_n , 3 — ε_y , 4 — ε_x

Значения вертикальных составляющих волнового воздействия определяют по формулам:

$$P_{y_3} = \frac{2}{3} \pi \gamma D_n \frac{h^2}{\lambda} \varepsilon_y^2 \theta_c k_{\text{сн}} \cos^2 \varphi_{\text{в}}, \quad (17.59)$$

$$P_{y_4} = \frac{1}{2} \pi^2 \gamma D_n^2 \frac{h}{\lambda} \varepsilon_y^2 \theta_n k_{\text{сн}} \cos^2 \varphi_{\text{в}}. \quad (17.60)$$

Для мелковода при $H > H_{\text{кр}}$

$$P_{y_3} = P_{y_4} = \frac{3}{2} \pi \gamma D_n \frac{h^2}{\lambda} \theta_c k_{\text{сн}}. \quad (17.61)$$

Для прибрежной полосы, т. е. при $H \leq H_{\text{кр}}$ горизонтальные и вертикальные составляющие волнового воздействия определяют по формулам (17.57), (17.59), (17.61), в которые нужно ввести коэффициент

$$k_{\text{пр}} = 1 + 1,2 \left(\frac{h_{\text{кр}} - h_{\text{пр}}}{H_{\text{пр}}} \right), \quad (17.62)$$

где $h_{\text{кр}}$ — высота волны непосредственно перед обрушением; $h_{\text{пр}}$ — глубина воды в прибойной зоне; $H_{\text{кр}}$ — глубина воды, на которой волны начинают разрушаться. Лучом волны $L_{\text{в}}$ называют линию, проведенную в плане через заданную точку экватория A нормально к линиям фронтов волн (2, 3, 4, 5, 6), т. е. луч направляем туда, куда бегут волны (см. рис. 17.44, а). Иллюстрация геометрических характеристик волны приведена на рис. 17.44, б. Имея характеристики волн на разных участках и скорости течения, можно определить P_x и P_y по (17.53) и (17.54), а затем рассчитать необходимую пригрузку для

обеспечения устойчивого положения трубопровода, находящегося на дне моря или водохранилища. Условие устойчивости будет иметь вид

$$P_x \leq k_y P_{yf_{тр}} \quad (17.63)$$

где k_y — коэффициент устойчивости, принимаемый 1,2; $f_{тр}$ — коэффициент трения трубопровода о грунт.

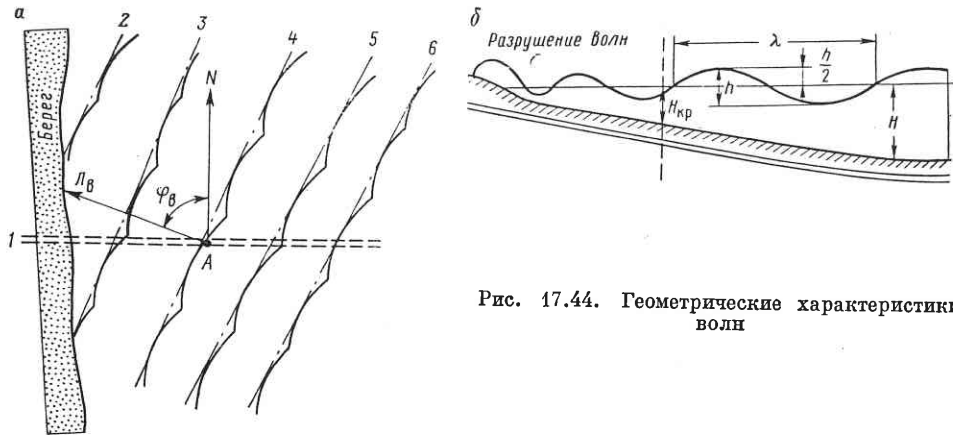


Рис. 17.44. Геометрические характеристики волн

Технология строительства морских трубопроводов

Технология строительства морских трубопроводов включает следующие элементы: земляные работы, подготовку трубопровода к укладке, укладку трубопровода, засыпку и защиту от повреждений.

Земляные работы ведутся при рытье траншей и на тех участках трубопровода, которые должны быть заглублены ниже поверхности дна. В мировой практике существуют устройства, позволяющие разрабатывать грунт с поверхности воды и в подводном положении. К первым относятся плавучие земснаряды, гидромониторные установки, грейферные землечерпалки, пневматические и гидравлические грунтососы. Ко вторым — различного рода автономные устройства, работающие под водой. Приведем характеристики некоторых современных землеройных снарядов для рытья траншей на морских акваториях.

В Италии создан земснаряд S-23, который может разрабатывать траншеи на глубине до 60 м. Рытье траншеи осуществляется фрезерным рыхлителем; глубина траншеи до 2,5 м при ширине по дну от 1,8 до 4,5 м. Скорость проходки до 130 м/ч в грунтах средней плотности. Снаряд перемещается по дну с помощью двух лебедок и тяговых тросов. Управление снарядом S-23 осуществляется оператором, находящимся в специальной камере на земснаряде. Воздух и электропитание на снаряд подаются с обслуживающего S-23 судна. Той же фирмой разработан земснаряд В-70, перемещающийся по уложенному на дно трубопроводу на салазках. За один проход снаряд разрабатывает грунт на глубину до 1 м. Снаряд работает на глубинах до 30 м, скорость проходки до 30 м/ч; управление, как и в предыдущем случае, с обслуживающего судна.

В Японии разработан подводный бульдозер для земляных работ на глубинах до 60 м. Бульдозер имеет массу 34 т, мощный двигатель и гусеничный движитель. Может разрабатывать плотные грунты, которые земснарядами обычного типа разрабатывать нельзя.

В ФРГ создана установка для разработки траншеи на больших глубинах. Основу ее составляет экскаватор, управляемый с промежуточной подводной станцией и надводного судна. Глубина опускания промежуточной станции принимается такой, чтобы разрабатываемый экскаватором грунт в виде пульпы поступал в нее за счет перепада гидростатического давления. В промежуточной станции происходит разделение грунта и воды. С надводным судном промежуточная станция связана трубопроводом для подачи разработанного грунта на поверхность и трубопроводами большого диаметра, обеспечивающими доступ в капсулу с обслуживающим персоналом необходимых материалов и прокладку кабелей. Внутри станции поддерживается атмосферное давление, поэтому обслуживание и ремонт ее механизмов проводится без глубоководных скафандров.

В Японии сконструирован и прошел испытания подводный траншейный экскаватор, предназначенный для разработки траншей при сооружении подводных трубопроводов, котлованов под фундаменты различных морских сооружений и дноуглубительных работ. Экскаватор перемещается по дну со скоростью 3 км/ч может разрабатывать грунт на глубинах до 70 м. Масса экскаватора на суше около 60 т, в воде — примерно 50 т. Управляют экскаватором два оператора с надводного судна. Экскаватор может работать при скорости течения до 3 узлов, продольном уклоне дна до 20° и поперечном — до 15°. Экскавация грунта осуществляется в полосе шириной 8,5 м по направлению его движения, толщина разрабатываемого за один проход слоя грунта 3 м, в том числе 1 м вниз и 2 м вверх от опорной поверхности гусениц ходовой части экскаватора. Производительность по грунту из песка с галькой и камнями диаметром 75—90 мм примерно 45 м³/ч. Разработанный грунт транспортируется по пульпопроводу к месту отвала на дне моря или на грунтоотвозную баржу. Все силовые приводы экскаватора гидравлического типа.

Подготовка трубопровода к укладке и укладка. Укладывать трубопровод в подводную траншею можно по двум схемам: протаскиванием и погружением с поверхности воды.

В зависимости от того, по какой схеме ведется укладка, назначается технология подготовки трубопровода.

Прежде чем перейти к рассмотрению названных схем укладки, отметим следующее. Мировой опыт строительства морских трубопроводов показал, что как для газопроводов, так и нефтепроводов лучшим защитным покрытием и одновременно балластом является бетонное покрытие. При этом заливка воды внутрь укладываемых подводных газопроводов и нефтепроводов не требуется.

Укладка труб протаскиванием осуществляется обычно с берега в сторону открытого моря. Протаскивают плети бетонированных труб. Бетоном трубы покрывают на берегу, где плети укладывают на стале параллельно спусковой дорожке. Головная плеть оснащена специальным буксировочным оголовком. По мере протаскивания плетей по роликовой дорожке (с пневматическими роликами) производится пристыковка последующих плетей, изоляция стыка и бетонирование.

Длина укладываемого таким образом подводного трубопровода лимитируется прежде всего прочностью труб разрыву и возможностью создать необходимое тяговое усилие.

На рис. 17.45 показана схема протаскивания. Трубопровод 1 движется по роликовой спусковой дорожке. Тяговое усилие от лебедки, установленной

на судне 3, передается по тросу 2. Судно удерживается якорями 4. На практике таким способом укладывались трубопроводы длиной до 15 км.

Метод протаскивания очень прост, обеспечивает укладку трубопровода точно по трассе. Однако в современной практике морского трубопроводного строительства приходится укладывать трубопроводы на расстояния в несколько десятков и даже сотен километров, как, например, при освоении морских месторождений нефти и газа в Северном море (до 360 км). Обеспечить протаскивания на такие расстояния практически невозможно. В этих случаях применяется укладка с поверхности моря.

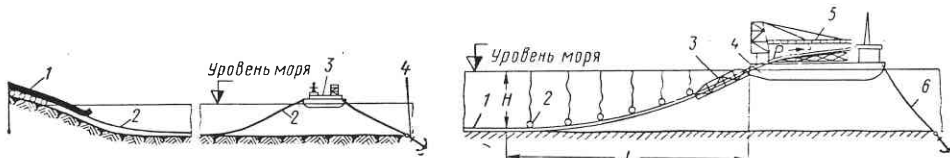


Рис. 17.45. Схема протаскивания трубопровода

Рис. 17.46. Схема укладки трубопровода трубоукладочным судном

Методы укладки трубопроводов с поверхности моря весьма разнообразны. Но наибольшее распространение получила укладка трубопровода с помощью специальных трубоукладочных судов. На рис. 17.46 показана схема укладки.

Трубоукладочное судно 4 закрепляется на якорях 6. Их может быть до 10 шт. с общим держащим (горизонтальным) усилием до 600 тс. Судно является одновременно и накопителем секций бетонированных труб, доставляемых специальными транспортными судами. Перегрузка с транспортных судов на укладочное осуществляется в месте укладки трубопровода.

Для общего представления о трубоукладочном судне приведем некоторые данные об одном из них (тип ЕТРМ 1601). Водоизмещение 60 000 т; длина 185 м, ширина 36 м, осадка 10 м, судовой кран грузоподъемностью 1450 тс при высоте стрелы 5 до 30 м. Судно имеет помещения для рабочих и команды на 300 человек.

Трубопровод может растягиваться усилием до 160 тс. На судно доставляют готовые секции длиной по 36 м, длина судна позволяет собирать плети длиной 180 м и укладывать их в траншею. Вместимость складов труб позволяет создавать запас бетонированных труб до 2,5 км при диаметре 800 мм и до 9,9 км — диаметром 600 мм.

Укладка трубопровода 1 осуществляется следующим образом. На судне 4 (см. рис. 17.46) сваривают очередную плеть, стыки изолируют, бетонизируют и оснащают поплавками 2. Плеть стыкуют с концом трубопровода, уложенного ранее и удерживаемого натяжным устройством и специальной жесткой приставкой 3. Угол наклона этой приставки назначается в зависимости от глубины водоема H так, чтобы напряжения в трубопроводе на участке *переходной кривой* были наименьшими. Определению рациональной формы переходной кривой уделяется большое внимание. На рис. 17.47 показана расчетная схема переходного участка. Балластированный трубопровод имеет отрицательную плавучесть (вес единицы длины труб в подводном положении). Если поднять конец трубопровода в точке O' на величину H , то он займет положение I . Глубина H при такой схеме укладки оказывается очень малой (до 10 м); укладка на боль-

шую глубину вызывает в материале напряжения, превышающие предел текучести, и соответственно пластичный изгиб труб или их разрушение.

Поэтому для уменьшения изгибающих напряжений в трубах на переходном участке L обычно предусматриваются два мероприятия: применение разгружающих понтонов и растяжка трубопровода.

Разгружающие понтоны облегчают вес трубопровода на величину q_1 , т. е. фактический вес единицы длины труб будет

$$q = q_{\text{тр}} - q_1. \quad (17.64)$$

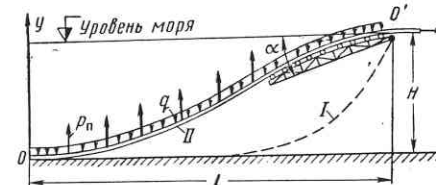


Рис. 17.47. Расчетная схема укладки

Совершенно ясно, что чем меньше q , тем менее сложным будет напряженное состояние переходного участка, что вытекает из известной зависимости для упругой линии трубопровода

$$EIy^{IV} = q(x).$$

В этом условии EI — величина постоянная, и поэтому положение упругой линии будет зависеть только от $q(x) = q$. Применение большого числа разгружающих понтонов усложняет процесс укладки. Поэтому для уменьшения их числа применяют натяжение трубопровода продольной силой P . При этом переходная кривая становится пологой (положение II); трубопровод работает как жесткая нить, изгибающие напряжения в нем существенно снижаются.

Правда, при этом переходный участок удлиняется, но и допускаемые глубины укладки резко возрастают. В настоящее время таким способом укладывают трубопроводы на глубины до 200—300 м. Для упрощения условий работы труб на переходном участке укладочное судно оснащается специальной жесткой приставкой 3 (см. рис. 17.46) длиной до 100 м. Приставка может изменять угол наклона к горизонту α , что необходимо для регулирования положения переходной кривой при различных глубинах укладки. По этой жесткой приставке трубопровод перемещается по роликовой дорожке. Таким образом, натяжение и разгружающие понтоны требуются для участка, не опирающегося на приставку.

Напряженное состояние укладываемого трубопровода рассчитывают по правилам расчета жестких нитей. При этом заданными характеристиками являются: вес труб в воде q (определяется из условия устойчивости трубопровода), предельное значение изгибающего момента $[M] = [\sigma]W$, где $[\sigma]$ — контролируемое напряжение, W — момент сопротивления сечения труб с учетом защитного слоя бетона. Натяжение P лимитируется двумя факторами: предельной силой натяжения, обеспечиваемого судном, и несущей способностью материала труб. При определенном сечении труб наибольшая сила натяжения судна может быть больше, чем предельное сопротивление труб разрыву. Это необходимо иметь в виду при расчете переходного участка.

Таким образом, при решении рассматриваемой задачи необходимо определить величину разгрузки q_1 , длину переходного участка L и угол наклона жесткой приставки α .

Уравнение упругой линии жесткой нити имеет вид

$$y = C_1 \operatorname{ch} kx + C_2 \operatorname{sh} kx + \frac{qx^2}{2H} + C_3x + C_4, \quad (17.65)$$

где $k = \sqrt{\frac{P}{EI}}$, P — продольная сила в трубопроводе, q — распределенная нагрузка, определяемая по (17.64).

Как видно из рис. 17.47, произвольные постоянные C_1, C_2, C_3, C_4 можно определить, используя граничные условия

$$x=0, y=0 \text{ и } y''=0; \quad x=L, y=H \text{ и } y'' = \frac{M_0}{EI}.$$

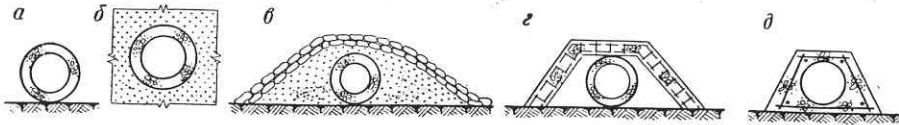


Рис. 17.48. Закрепление трубопровода

Определяя далее изгибающие моменты по длине переходного участка L , устанавливаем возможность укладки трубопровода на заданную глубину H при соответствующих q, E, I . Если укладка по условию прочности оказывается невозможной, т. е. если

$$\sigma = \frac{M}{W} + \frac{P}{F} > [\sigma];$$

то величина q уменьшается на q_1 (необходимо применение разгружающих понтонов) и расчет повторяется. Эта итерационная процедура повторяется до тех пор, пока не будет получено оптимальное решение.

Решение осложняется тем, что не известна длина участка L . Для ее определения можно использовать условие $x = l, y' = \operatorname{tg} \alpha$. Если стыкуемая плеть находится в горизонтальном положении, то

$$\operatorname{tg} \alpha = 0.$$

Таким образом, изменяя угол наклона α жесткой приставки, нагрузку q и силу натяжения P , можно регулировать глубину погружения от H_{\min} до H_{\max} . Решение должно выполняться на ЭВМ, по программе, позволяющей рассмотреть возможные варианты и принять лучший из них.

Заметим далее, что с помощью понтонов можно изменять плавучесть трубопровода. Для этой цели применяют понтоны, внутрь которых может поступать вода. По мере увеличения глубины погружения воздух внутри понтонов сжимается, и плавучесть понтона p_n уменьшается. Таким образом, плавучесть трубопровода, зависящая от плавучести понтонов p_n , распределяется по длине переходного участка неравномерно.

Как показывает опыт, такой метод обеспечивает уменьшение длины L при одновременном увеличении допускаемой глубины погружения.

Укладка трубопровода происходит следующим образом. После подготовки очередной плети к укладке судно начинает продвижение на якорях b (рис. 17.46), сохраняя одновременно расчетное натяжное усилие P . Для регулирования натяжения на судне имеются специальные устройства, равномерно сжимающие трубопровод на протяжении 5—10 м.

Далее трубопровод проходит по направляющим роликам на жесткую приставку.

По мере схода труб на приставку к ним прикрепляются понтоны. Понтоны могут быть различных конструкций (цилиндрические, шаровые и т. д.). Общим требованием к ним является способность выдержать внешнее давление воды на полной глубине погружения. Отстропка понтонов производится автоматически на заданной глубине.

Контроль за укладкой ведут водолазы, а также команда из двух человек, находящаяся в специальных автономных погружаемых аппаратах.

Защита подводного трубопровода от повреждений. Уложенный на дно трубопровод должен быть надежно защищен от механических повреждений якорями судов, волокушами рыболовных судов и т. п. Это может быть обеспечено заглублением трубопровода, бетонированием его, созданием различных обвалований. При заглублении трубопровода должна быть обеспечена неразрываемость труб течением, а также защита труб от повреждения якорями. Однако заглубление трубопровода на больших глубинах представляет сложную задачу.

Поэтому в местах, где возможно повреждение труб якорями судов и волокушами рыболовных траулеров, кроме заглубления можно предусмотреть различные конструктивные решения по защите трубопроводов. Основная цель такой защиты — обеспечить условия, при которых якорь проходил бы через трубопровод, не зацепляя его.

Для этого могут быть использованы следующие конструктивные решения: бетонирование без заглубления (рис. 17.48, а), бетонирование с малым заглублением (рис. 17.48, б), обычное бетонирование с устройством защитного обвалования (рис. 17.48, в), бетонирование с покрытием труб армированными бетонными блоками (рис. 17.48, г), бетонирование по специальному профилю (рис. 17.48, д).

Все защитные схемы, кроме схем рис. 17.48, а, б, обеспечивают выдергивание лап якорей из грунта при волочении якорной цепи через защитную конструкцию. Размеры защитных покрытий при расположении трубопровода на дне без заглубления устанавливаются на основании испытаний принятой конструкции. При этом заранее намечают вес и форму якоря, на которые должно быть запроектировано покрытие, а также определяют на сколько воздействий (повторных прохождений якоря) оно должно быть рассчитано.

Глава 18

НАДЗЕМНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

§ 62. ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ И КОНСТРУКТИВНЫЕ СХЕМЫ НАДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Области применения

Надземная схема укладки, как отмечалось в § 1, составляет лишь незначительную долю в общем объеме трубопроводного строительства. Применяется эта схема в основном для пересечения различного рода естественных и искусственных препятствий, т. е. когда применение подземной схемы по каким-либо причинам оказывается нецелесообразным. Имеются в виду главным образом две причины: эксплуатационная ненадежность подземной схемы трубопровода в той или иной конкретной ситуации или ее экономическая неэффективность.

Охарактеризуем кратко основные препятствия, при пересечении которых возможно применение надземной схемы. Наиболее часто по надземной схеме пересекают болота и овраги, так как размеры их (глубина, ширина, крутизна откосов) меняются, закрепление откосов в месте пересечения трубопроводом малоэффективно.

Реки, имеющие неустойчивое русло, также часто пересекают по надземной схеме. Например, только применение подвесных трубопроводов позволило создать надежный в эксплуатации переход газопровода через Амударью. До этого несколько ниток подводных переходов были разрушены. Применение надземных трубопроводов оказывается целесообразным при пересечении так называемых подрабатываемых территорий, т. е. участков местности, под дневной поверхностью которых ведется выемка породы, полезных ископаемых и т. д.

Имеет смысл при проектировании трубопроводов на болотах и вечномёрзлых грунтах рассматривать как подземную, так и надземную схемы прокладки. По уровню надежности они примерно равнозначны, поэтому экономические факторы здесь выступают на первый план.

Если при пересечении железных и автомобильных дорог предпочтение отдается, как правило, подземной схеме, то при пересечении арыков наиболее часто применяется надземная схема. Иногда ее применяют и при пересечении каналов (оросительных и судоходных).

Конструктивные схемы надземных трубопроводов

В трубопроводном строительстве применяются следующие конструктивные схемы надземных трубопроводов:

балочная схема, не содержащая специальных устройств для компенсации удлинения (или укорочения) трубопровода. Трубопровод укладывается прямолинейно на опорах как многопролетная балка; поэтому схема и получила название балочной;

балочная схема, включающая различные конструктивные элементы, позволяющие компенсировать удлинения труб при изменении их температуры и внутреннего давления.

Известны следующие виды этой схемы:

трубопроводы с П-, Г- и Z-образными компенсаторами, устанавливаемыми через определенные расстояния в вертикальной или горизонтальной плоскостях; трубопровод, имеющий в плане зигзагообразную форму; трубопровод, укладываемый прямолинейно и содержащий компенсирующие вставки, так называемый трубопровод со «слабо изогнутыми участками»;

подвесная схема — особенностью данной схемы и ее разновидностей является подвеска трубопровода к специальным несущим канатам, закрепляемым на высоких опорах;

арочная схема — трубопровод сооружается по схеме неразрезной арки;

схема самонесущего трубопровода — трубопровод подвешивается к опорным устройствам, и материал труб воспринимает нагрузку от собственной массы и массы транспортируемого продукта;

трапециевидальная схема — трубопровод сооружается в форме трапеции, что дает возможность компенсировать удлинения труб;

мостовая схема — трубопровод прокладывают по специальному мосту; поэтому нагрузку от собственной массы и массы продукта трубопровод не несет.

§ 63. БАЛОЧНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ БЕЗ КОМПЕНСАЦИИ УДЛИНЕНИЙ

Схемы балочных трубопроводов без компенсации удлинений показаны на рис. 18.1. На рис. 18.1, а — многопролетный трубопровод неограниченной длины, на рис. 18.1, б, в и г — одно-, двух- и трехпролетные переходы. При числе пролетов более четырех трубопровод можно рассматривать как многопролетный.

Расчетная схема однопролетного трубопровода показана на рис. 18.2. Чтобы определить напряженное состояние многопролетного трубопровода,

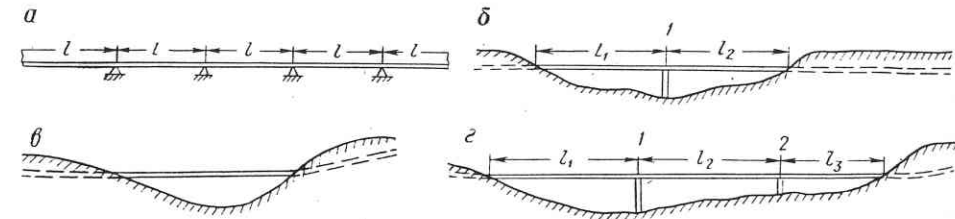
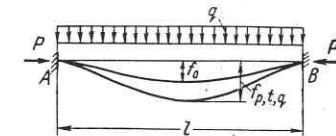


Рис. 18.1. Схема балочных трубопроводов

достаточно выяснить напряженное состояние одного пролета, ибо все пролеты находятся в одинаковых статических условиях.

Напряженное состояние труб изменяется от начального, возникающего в незаполненном трубопроводе в период монтажа, до эксплуатационного. Можно указать на следующие основные моменты.

Рис. 18.2. Изменение положения упругой оси трубопровода в пролете



Трубопровод смонтирован и не заполнен продуктом. В этот период его температура равна t_0 , а интенсивность вертикальной распределенной нагрузки q_0 соответствует весу единицы длины пустого изолированного трубопровода (см. § 24).

Трубопровод заполнен продуктом, давление которого $p = 0$. Температура продукта, а значит, и труб может быть

$$t = t_0, t > t_0, t < t_0.$$

Интенсивность вертикальной распределенной нагрузки увеличится на q_n , т. е. на вес продукта

$$q_3 = q_n + q_0. \quad (18.1)$$

Трубопровод находится в эксплуатации. Температура $t \geq 0$ или $t < 0$, а давление $p = p_{\text{раб}}$.

Дифференциальное уравнение упругой оси трубопровода представим в обычной форме:

$$EIy^{IV} = -q. \quad (18.2)$$

Из (18.1), учитывая граничные условия $x = 0, y = y' = 0, x = l, y = y' = 0$, находим

$$EIy = -\frac{qx^4}{24} + \frac{qlx^3}{12} - \frac{ql^3x^2}{24}, \quad (18.3)$$

где E — модуль упругости; I — осевой момент инерции.

Эта формула позволяет определять как напряжения, так и деформации в любом сечении пролета l .

Изгибающие моменты в опорных сечениях и прогиб в сечении $x = l/2$ для начального состояния ($q = q_0$):

$$M_{оп} = \frac{q_0 l^2}{12}, \quad f_0 = \frac{q_0 l^4}{384EI}. \quad (18.4)$$

При заполнении трубопровода перекачиваемым продуктом, как правило, изменяются q , t и внутреннее давление p . Прежде чем определять напряженное состояние труб, остановимся на влиянии внутреннего давления p и температурного перепада Δt на изменение положения трубопровода в пролете l . За счет внутреннего давления в стенке труб возникают продольные напряжения

$$\sigma_{пр} = \mu \sigma_{кц}, \quad (18.5)$$

где $\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения; μ — коэффициент Пуассона; для пластичной стали $\mu = 0,3$.

Они вызовут удлинение пролета l на величину

$$u_p = \frac{\mu \sigma_{кц} l}{E} = \frac{0,15 p D_{вн} l}{E \delta}, \quad (18.6)$$

где δ — толщина стенки труб.

За счет температурного перепада Δt , если бы трубопровод мог перемещаться в опорных сечениях A и B в направлении оси x , участок l удлинился бы на величину

$$u_t = \alpha_t l \Delta t, \quad (18.7)$$

где α_t — коэффициент линейного расширения материала труб. Поскольку такое перемещение невозможно, компенсация удлинений u_p и u_t происходит за счет прогиба трубы в вертикальной плоскости. Этот прогиб $f_{p,t,q}$ найдем, имея в виду, что

$$u_{p,t,q} = s_{p,t,q} - s_0, \quad (18.8)$$

где

$$s_{p,t,q} = l + \frac{\pi^2 f_{p,t,q}^2}{4l}; \quad s_0 = l + \frac{\pi^2 f_0^2}{4l}.$$

Выполнив вычисления, получим из (18.8) с учетом (18.6) и (18.7):

$$f_{p,t,q} = \sqrt{\frac{0,6 p D_{вн} l^2}{\pi^2 E \delta} + \frac{4 \alpha_t l^3 \Delta t}{\pi^2} + f_0^2}. \quad (18.9)$$

Продольную силу P , которая возникает при этом в трубопроводе, можно найти, учитывая условие превращения потенциальной энергии внешних сил (q и P) в потенциальную энергию упругого изгиба. Выполнив вычисления, находим:

$$P = P_{кр} \left(1 - \frac{q_0 l^4}{4 \pi^4 E I f_{p,t,q}} \right), \quad (18.10)$$

где $P_{кр} = 4 \pi^2 E I / l^2$ — эйлера критическая сила.

Значения $f_{p,t,q}$ и P получены без учета сжатия материала труб. На самом же деле под действием P трубы сжимаются и прогиб будет меньший, чем полученный по (18.9); соответственно и P будет отличаться от значения, вычисленного по (18.10). Учитывая сжатие труб в пролете l , находим

$$P = P_{кр} - \frac{q_0 l^2}{\pi^2 \sqrt{f_{p,t,q}^2 - \frac{4 P l^2}{\pi^2 E I}}}. \quad (18.11)$$

где $f_{p,t,q}$ принимается по (18.9), а q_0 по (18.1).

Найдя по (18.11) P , можно определить соответствующий ему прогиб:

$$f_{p,t,q} = \sqrt{f_{p,t,q}^2 - \frac{4 P l^2}{\pi^2 E I}}. \quad (18.12)$$

Изгибающие моменты в опорных сечениях найдем как

$$M_{оп p,t,q} = \frac{q_0 l^2}{12} + \frac{P f_{p,t,q}}{2}, \quad (18.13)$$

а соответствующие напряжения

$$\sigma_{оп} = \frac{M_{оп p,t,q}}{W} + \frac{P}{F}, \quad (18.14)$$

где W — момент сопротивления сечения труб; F — площадь сечения металла труб.

Рассчитывая надземный трубопровод указанным способом, можно обеспечить до определенного перепада температур Δt устойчивую работу конструкции без компенсаторов за счет прогибов в вертикальной плоскости. Необходимо отметить, что компенсирующая способность прямолинейных (балочных) трубопроводов в проведенных нами опытах оказалась еще большей, так как трубопровод искривляется не только в вертикальной, но и в горизонтальной плоскостях, что создает дополнительный запас компенсационной способности. Причем искривление трубопровода между смежными опорами происходит не сразу, а при увеличении температуры до некоторого значения, после чего практически прекращается изгиб трубопровода в вертикальной плоскости, и дальнейшая компенсация температурных удлинений происходит за счет искривления трубопровода в горизонтальной плоскости.

Это говорит о том, что до некоторого температурного перепада Δt продольное усилие P_v , обуславливающее дополнительный прогиб в вертикальной плоскости, меньше усилия P_r , которое вызывает искривление трубопровода в горизонтальной плоскости.

Как только продольное усилие, необходимое для искривления трубопровода в вертикальной плоскости P_v , станет больше усилия P_r , прямолинейная равновесная форма трубопровода в горизонтальной плоскости станет неустойчивой и произойдет искривление трубопровода в горизонтальной плоскости.

Критическое значение силы $P_{г,кр}$ установим, используя энергетический критерий устойчивости. Первая вариация от полной энергии \mathcal{E} деформации и изменения потенциала внешней нагрузки при незначительных отклонениях от равновесного положения должна быть

$$\delta \mathcal{E} = 0.$$

Наши опыты показали, что форму искривления трубопровода в горизонтальной плоскости можно аппроксимировать в виде

$$y = f \sin \frac{\pi x}{l}.$$

Тогда полную энергию трубопровода можно представить так:

$$\mathcal{E} = \frac{EI}{2} \int_0^l \left(\frac{d^2 y}{dx^2} \right)^2 dx + \frac{q^2 l}{2GI_p} \left(\int_0^l y dx \right)^2 - \frac{P_{\Gamma}}{2} \int_0^l \left(\frac{dy}{dx} \right)^2 dx. \quad (18.15)$$

Взяв первую производную от \mathcal{E} и приравняв ее нулю, найдем критическую силу:

$$P_{\Gamma, \text{кр}} = \frac{\pi^2 EI}{l^2} + \frac{8q^2 l^4}{\pi^3 GI_p}, \quad (18.16)$$

где G — модуль сдвига; I_p — полярный момент инерции сечения труб.

Таким образом, до $\Delta t_{\text{в}}$, при котором

$$P_{\text{в}} \leq P_{\Gamma, \text{кр}},$$

искривление трубопровода происходит только в вертикальной плоскости, а при

$$P_{\Gamma, \text{кр}} < P_{\text{в}}$$

в горизонтальной.

Для определения изменения продольной силы при изменении горизонтальной стрелки прогиба можно использовать точное дифференциальное уравнение упругой линии трубопровода. Однако, учитывая, что при незначительных стрелках прогиба продольная сила мало отличается от $P_{\Gamma, \text{кр}}$, можно получить более простое решение.

Из выражения (18.9), в котором $f_0 = 0$, а также условия

$$\Delta l = \frac{P_{\Gamma, \text{кр}} l}{EF}. \quad (18.17)$$

находим действительный прогиб:

$$f_{\text{д}} = \sqrt{f_{p, t, q}^2 - \frac{4P_{\Gamma, \text{кр}} l^2}{EF}}. \quad (18.18)$$

где $f_{p, t, q}$ определяли по (18.9) при $f_0 = 0$ и

$$\Delta t = t - t_0 - \Delta t_{\text{в}},$$

Порядок расчета надземного многопролетного трубопровода следующий.

1. Определяют при известном давлении, диаметре и прочностных характеристиках труб ($\sigma_{\text{пр}}$ и σ_{Γ}) толщину стенки δ по рекомендациям § 27.

2. С учетом найденной толщины стенки определяют расчетные нагрузки q_0 и q_3 по рекомендациям § 24.

3. Находят длину пролета l из условия

$$M = \frac{q_3 l^2}{12}, \quad (18.19)$$

принимая $M = 0,9 [\sigma_{\Gamma}] W$, где σ_{Γ} — предел текучести, W — момент сопротивления сечения трубы. Из (18.19)

$$l = \sqrt{\frac{12 \cdot 0,9 \sigma_{\Gamma} W}{q_3}} \quad (18.20)$$

4. Далее проверяют найденное l из условия обеспечения прочности трубопровода при заданных внутреннем давлении p и расчетном температурном перепаде Δt .

По (18.11) находят P , а затем $f'_{p, t, q}$ по (18.12).

5. По (18.14) находят $\sigma_{\text{оп}}$ и сравнивают его с допускаемым значением напряжений (см. § 27). В СНиП II-45-75 в качестве допускаемого напряжения рекомендуется величина

$$\sigma_{\text{пр}} = \left[\sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{ккц}}}{R_2} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{ккц}}}{R_2} \right] R_2. \quad (18.21)$$

Если $\sigma_{\text{оп}} \leq \sigma_{\text{пр}}$, то пролет, рассчитанный по (18.20), выбран правильно.

§ 64. БАЛОЧНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ С КОМПЕНСАЦИЕЙ УДЛИНЕНИЙ

Трубопроводы с компенсаторами

Основным отличием таких схем прокладки от балочных трубопроводов без компенсации удлинений является возможность продольных перемещений труб на опорах. Рассмотрим работу участка трубопровода, включающего П-образный компенсатор, располагаемый в горизонтальной или вертикальной плоскости.

Как видно из рис. 18.3, компенсатор дает возможность трубопроводу перемещаться в продольном направлении между неподвижными опорами HO . На опорах HO труба шарнирно закреплена и перемещаться не может. Аналогично участку L работают и соседние участки, на которых также установлены компенсаторы. Между подвижными опорами 1, 2, 3 и 4, 5, 6 трубопровод работает как многопролетная балка.

Компенсаторы Г-образного типа устанавливают обычно на балочных переходах трубопроводов через небольшие препятствия. На рис. 18.4 показан

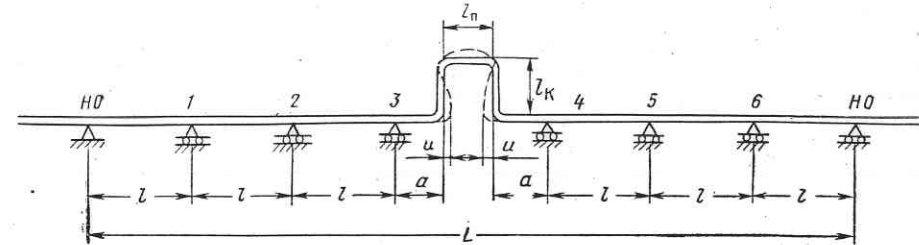


Рис. 18.3. Схема балочного трубопровода с П-образным компенсатором

такой случай. Пролеты l и l_1 работают как неразрезные балки; на опорах трубопровод может свободно (если не учитывать силы трения) перемещаться в направлении компенсатора, имеющего высоту l_k .

Компенсаторы Z-образного типа можно устраивать при прокладке трубопровода, как показано на рис. 18.5 (вид сверху). Пролеты l — неразрезные балки; HO — неподвижная опора, а 1—6 — подвижные опоры. Z-образные компенсаторы, деформируясь, как показано на рисунке пунктиром, позволяют трубопроводу перемещаться в горизонтальном направлении.

При большой длине перехода возможны также различные комбинации компенсаторов.

Рассмотрим основные этапы расчета балочных трубопроводов с компенсаторами. Компенсатор должен собирать удлинения участка L , которые складываются из удлинений температурных u_t , от внутреннего давления u_p , а также от продольных сил, вызываемых иными, кроме t и p , причинами, например продольными перемещениями подземных участков, примыкающих к надземному трубопроводу, u_0 .

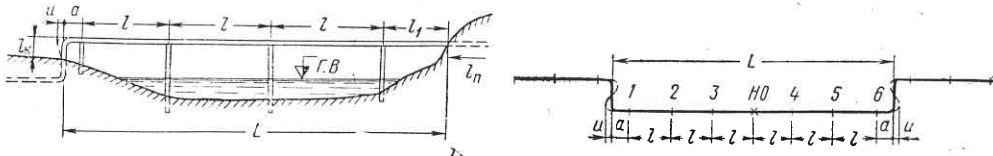


Рис. 18.4. Схема балочного трубопровода с Г-образным компенсатором

Рис. 18.5. Схема балочного трубопровода с Z-образным компенсатором

Таким образом, полное удлинение

$$u = u_t + u_p + u_0 \quad (18.22)$$

Величина

$$u_t = \alpha_l L \Delta t, \quad (18.23)$$

где α_l — коэффициент линейного расширения; $\Delta t = t - t_0$, t — расчетная температура; t_0 — температура замыкания монтажных стыков. Величину u_p найдем, учитывая, что кольцевые напряжения $\sigma_{кц}$ от давления p приведут к сокращению длины L на величину $\mu \sigma_{кц} L/E$, а давление p на концы участка L вызовет удлинение L на $p D_{вн} L/E$, т. е. на $0,5 \sigma_{кц} L/E$.

Учитывая это и имея в виду, что $\mu = 0,3$, получаем

$$u_p = \frac{L}{E} (0,5 \sigma_{кц} - 0,3 \sigma_{кц}) = \frac{0,2 \sigma_{кц} L}{E} \quad (18.24)$$

Или, принимая во внимание $\sigma_{кц}$, по (15.14) получим

$$u_p = \frac{0,1 p D_{вн} L}{E \delta}, \quad (18.25)$$

где E — модуль упругости; δ — толщина стенки трубы.

Наконец, продольное перемещение подземного участка l_n определим по рекомендациям § 30. Имея формулы (18.22)–(18.25), можно перейти к расчету самих компенсаторов. На рис. 18.6 показан одноколенный компенсатор (Г-образный), нагруженный силой P от прямого участка трубопровода L . Из курса сопротивления материалов известно, что для данной схемы

$$u = \frac{P l_k^3}{3EI} \quad (18.26)$$

Если не учитывать упругую податливость заделки, то изгибающий момент в заделке компенсатора в грунт

$$M = P l_k \quad (18.27)$$

Учитывая, что компенсатор должен работать в упругом режиме, наибольший изгибающий момент можно определить как

$$M_{\max} = [\sigma_{ком}] W, \quad (18.28)$$

где $[\sigma_{ком}]$ — контролируемое напряжение изгиба в компенсаторе. Объединяя (18.27), (18.28) и (18.26), получаем допустимое для компенсатора предельное перемещение

$$u = \frac{[\sigma_{ком}] W l_k^2}{3EI} \quad (18.29)$$

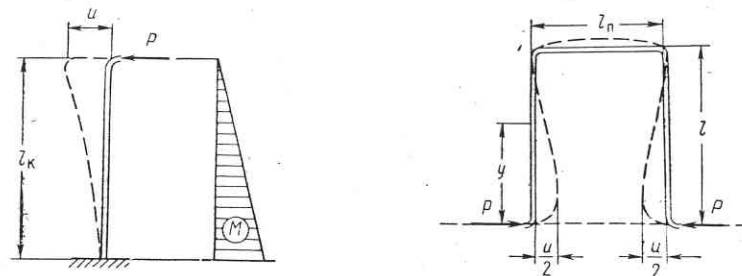


Рис. 18.6. Одноколенный компенсатор (Г-образный)

Рис. 18.7. П-образный компенсатор

Приравняв (18.22) и (18.29), определим либо L при заданных I , W , $[\sigma_{ком}]$ и l_k , либо l_k при известных L , I , W , $[\sigma_{ком}]$ из уравнения

$$\alpha_l L \Delta t + \frac{0,1 p D_{вн} L}{E \delta} + u_0 = \frac{[\sigma_{ком}] W l_k^2}{3EI} \quad (18.30)$$

В случае П-образного компенсатора (рис. 18.7) необходимо учесть гибкость всех его участков (прямых и кривых). В соответствии с рассматриваемыми в курсе сопротивления материалов методами перемещения концов компенсатора

$$u = \frac{2 [\sigma_{ком}] \int \frac{1}{k_{ж}} y^2 ds}{E D_{н} l_k} \quad (18.31)$$

где $k_{ж}$ — коэффициент уменьшения жесткости криволинейного участка (табл. 18.1).

Производя интегрирование для всех участков компенсатора, определим u и приравняем его к (18.22). Из полученного уравнения находим либо L , либо размеры компенсатора.

Участки труб l между опорами рассчитываются как обычные неразрезные балки.

Таблица 18.1

Значения коэффициента $k_{ж}$					
$D_{н}, мм$	$\delta, мм$	$k_{ж}$	$D_{н}, мм$	$\delta, мм$	$k_{ж}$
529	6	0.027	820	8	0.027
	8	0.038		10	0.030
	10	0.045		12	0.037
630	6	0.024	920	9	0.024
	8	0.031		11	0.029
	10	0.040		13	0.036
720	7	0.024	1020	10	0.024
	9	0.030		12	0.028
	11	0.038		14	0.034

Балочный зигзагообразный в плане трубопровод

Компенсация удлинений осуществляется за счет изменения в плане начального положения I трубопровода (рис. 18.8).

Если участок L удлинится, то труба займет положение II , если укоротится — положение III . При этом она будет перемещаться по подвижным опорам $I-7$ и поворачиваться на шарнирных опорах HO , которые не дают трубе продвигаться в продольном направлении.

Изменение длины участка L от Δt и p определяется по формуле

$$u = \pm \alpha_t L \Delta t + \frac{0,1pD_{вн}L}{E\delta}, \quad (18.32)$$

где знак «плюс» принимается при $\Delta t > 0$ и «минус» при $\Delta t < 0$.

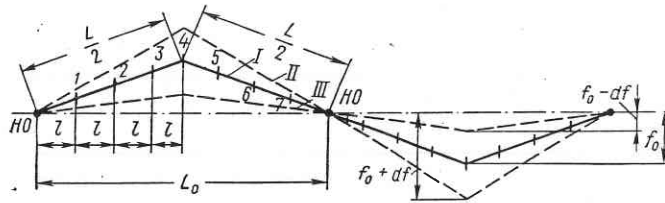


Рис. 18.8. Схема зигзагообразного трубопровода

Из геометрических зависимостей находим начальные параметры

$$L = \frac{L_0}{\cos \varphi}; \quad f_0 = \frac{L_0 \operatorname{tg} \varphi}{2}, \quad (18.33)$$

Изменение стрелки прогиба f_0 находим также из рассмотрения геометрической схемы (см. рис. 18.9)

$$f_0 \pm df = \frac{1}{2} \sqrt{L^2 - L_0^2 + 2Lu + u^2}, \quad (18.34)$$

где u и L определяются по (18.32) и (18.33), а знак (+) принимается при $\Delta t > 0$ и (-) при $\Delta t < 0$. В вершинах компенсационного угла (опора 4) изгибающие

моменты определяют по правилам строительной механики. Так, при $\Delta t > 0$ и $p > 0$ изгибающий момент

$$M_{p,t} = \frac{3 \cos \varphi I (\alpha_t \Delta t E + 0,2\sigma_{кн})}{f_0} \quad (18.35)$$

где $\sigma_{кн} = pD_{вн}/2\delta$; I — момент инерции сечения трубы. Так как в трубе должны возникать только упругие деформации, то должно выполняться условие

$$M_{p,t} \leq [\sigma_{ком}] W, \quad (18.36)$$

где $[\sigma_{ком}]$ — контролируемое напряжение, принимаемое равным $0,9\sigma_t$ или по (18.21).

Упругоискривленный трубопровод

Компенсация удлинений достигается за счет изменения начального положения трубопровода, уложенного в виде синусоиды на опорах. Шарнирные опоры (рис. 18.9) не дают трубам перемещаться как в продольном, так и поперечном направлениях. На скользящих опорах C труба перемещается в поперечном направлении, чем и достигается эффект компенсации.

Расчетная схема упругоискривленного трубопровода показана на рис. 18.9.

После укладки секций на опоры трубопровод искривляется в горизонтальной плоскости по синусоиде (положение I), и при температуре монтажа t_0 производится замыкание стыков. Изменение длины трубопровода вследствие повышения или снижения его температуры по сравнению с монтажной вызовет изменение стрелки прогиба f_0 . Наибольшую стрелку горизонтального прогиба f_{max} рассчитывают таким образом, чтобы обеспечивалась возможность компенсации температурных деформаций для максимального расчетного перепада температур, а f_{min} определяют с расчетом, чтобы при наибольшем укорачивании трубопровод сохранял искривленность, т. е. имел некоторый запас компенсационной способности.

Во время монтажа трубопровод укладывают по синусоиде

$$y = f_0 \sin \frac{\pi x}{L} \quad (18.37)$$

Начальное искривление трубопровода, необходимое для компенсации возможного укорачивания трубопровода при его снижении температуры на

$$\Delta t_1 = t_0 - t_{min} + \Delta t_{min}, \quad (18.38)$$

где t_{min} — минимально возможная расчетная температура; Δt_{min} — температурный перепад, определяющий запас компенсационной способности; может быть найден из простых геометрических соотношений.

Учитывая, что $\Delta L_1 = \alpha_t L \Delta t_1$ и одновременно $\Delta L_1 = \pi^2 f^2 / 4L$, найдем стрелку прогиба в момент замыкания стыков трубопровода:

$$f_0 = \frac{2L}{\pi} \sqrt{\alpha_t \Delta t_1}, \quad (18.39)$$

где α_t — коэффициент линейного расширения.

Аналогично находим стрелку прогиба f_{min} при температурном перепаде Δt_{min} (положение II):

$$f_{min} = \frac{2L}{\pi} \sqrt{\alpha_t \Delta t_{min}}. \quad (18.40)$$

При повышении температуры трубопровода до $t_{\max} > t_0$ стрелка прогиба увеличивается до f_{\max} (положение III), что позволяет компенсировать температурное удлинение:

$$\Delta L_2 = \alpha_t L \Delta t_2, \quad (18.41)$$

где $\Delta t_2 = t_{\max} - t_0$, t_{\max} — максимально возможная расчетная температура.

Имея $\Delta L_2 = \pi^2/4L (f_{\max}^2 - f_0^2)$, найдем величину f_{\max} :

$$f_{\max} = \sqrt{f_0^2 + 4 \frac{L^2 \alpha_t \Delta t_2}{\pi^2}}, \quad (18.42)$$

где $\Delta t = \Delta t_1 + \Delta t_2$ — максимальный расчетный температурный перепад.

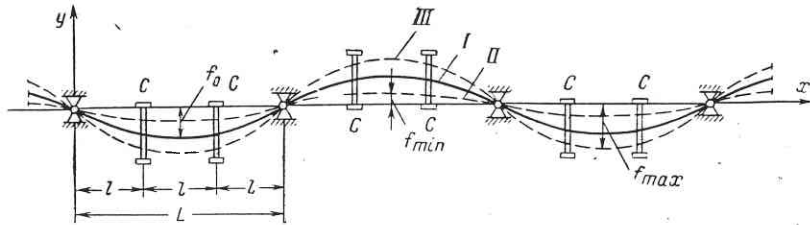


Рис. 18.9. Схема упругоискривленного трубопровода

Начальная и наибольшая стрелки прогиба будут определять ширину скользящих опор.

Для обеспечения безаварийной эксплуатации трубопровода напряжения в материале труб не должны вызывать их пластических деформаций. При повышении температуры искривление трубопровода происходит в результате возникновения в нем продольной сжимающей силы P , которая может быть найдена следующим образом.

При небольших углах β сила P незначительно отличается от эйлеровой силы. Поэтому продольную силу можно считать постоянной и равной

$$P = \frac{\pi^2 EI}{L^2}. \quad (18.43)$$

Расстояние между шарнирными опорами L найдем из условия прочности. Максимальные напряжения от изгиба и сжатия материала трубы посередине полуволны синусоиды определяются как

$$\frac{M}{W} + \frac{P}{F} \leq 0,9\sigma_T. \quad (18.44)$$

Подставив в (18.44) значения P и M , с учетом f_{\max} по формуле (18.42) получим

$$L = \frac{A \sqrt{\alpha_t \Delta t}}{\pi} + \sqrt{\frac{A^2 \alpha_t \Delta t}{\pi^2} + A \frac{W}{F}}. \quad (18.45)$$

где

$$A = \frac{\pi^2 EI}{0,9W\sigma_T}.$$

Расстояние между скользящими опорами l рассчитывают по несущей способности материала труб, принимая соответствующую схему загрузки пролета.

Определив L и l , выбираем число скользящих опор так, чтобы расстояние между смежными шарнирными опорами было кратным расстоянию между скользящими опорами, но не меньше определенного по формуле (18.45).

Рассмотрим далее расчет упругоискривленного трубопровода с учетом сил трения на опорах и внутреннего давления.

Пусть участок трубопровода между двумя смежными шарнирными опорами сжат силами P (рис. 18.10).

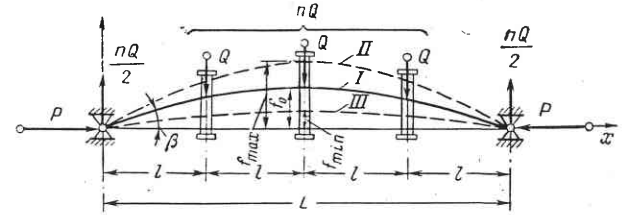


Рис. 18.10. Расчетная схема упругоискривленного трубопровода

Потенциальная энергия упругого изгиба в положении I

$$U_1 = \frac{EI}{2} \int_0^L (y_1'')^2 dx = \frac{\pi^4 EI f_0^2}{4L^3}. \quad (18.46)$$

С увеличением температуры потенциальная энергия упругой деформации возрастает, и при значении стрелки прогиба f_{\max} (положение II) становится

$$U_2 = \frac{\pi^4 EI f_{\max}^2}{4L^3}. \quad (18.47)$$

Приращение потенциальной энергии упругого изгиба при перемещении трубопровода из положения I в положение II будет

$$U = U_2 - U_1 = \frac{\pi^4 EI}{4L^3} (f_{\max}^2 - f_0^2), \quad (18.48)$$

а работа внешних сил

$$A_P = P\Delta = \frac{P\pi^2}{4L} (f_{\max}^2 - f_0^2), \quad (18.49)$$

где Δ — фиктивное сближение шарнирных опор.

Работа сил трения

$$A_Q = Q (f_{\max} - f_0) \sum_1^n \sin \frac{\pi x}{L}, \quad (18.50)$$

где $(f_{\max} - f_0) \sum \sin \pi x/L$ — сумма горизонтальных перемещений при изменении положения трубопровода из I в положение II.

Учитывая (18.48)–(18.50), найдем значение продольной сжимающей силы:

$$P = \frac{\pi^2 EI}{L^2} + \frac{4QL \sum_1^n \sin \frac{\pi x}{L}}{\pi^2 (f_{\max} + f_0)}. \quad (18.51)$$

Для практических расчетов интерес представляет сила

$$P = \frac{\pi^2 EI}{L^2} + \frac{2QL \sum_1^n \sin \frac{\pi x}{L}}{\pi^2 f_{\max}}, \quad (18.52)$$

где n — число скользящих опор между двумя смежными шарнирными опорами; nQ — суммарная сила трения:

$$nQ = qL\varphi, \quad (18.53)$$

здесь q — расчетный вес 1 м длины трубопровода; φ — коэффициент скольжения на опорах.

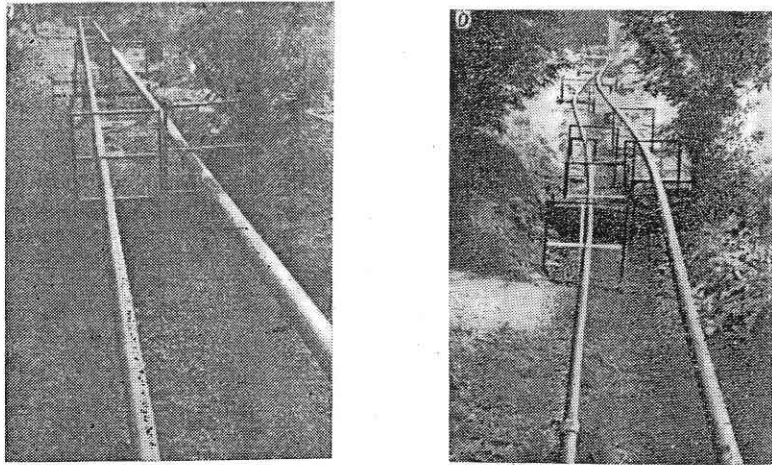


Рис. 18.11. Упругоискривленный трубопровод:
а — начальное положение; б — при $\Delta t = 80^\circ \text{C}$

Максимальные растягивающие или сжимающие напряжения возникнут по серединам образовавшихся полуволы синусоиды и будут равны при отсутствии внутреннего давления

$$\sigma_{1,2} = \pm \frac{M}{W} - \frac{P}{F}, \quad (18.54)$$

где M — изгибающий момент, равный Pf_{\max} — $(nQL/4)$ при $n = 1$ и Pf_{\max} — $(nQL/6)$ при $n = 2$ и $n = 3$.

Из анализа формулы (18.54) видно, что минимальная стрелка упругого изгиба (положение III) должна быть выбрана из условия при $n = 1$

$$f_{\min} \geq \frac{nQL}{4P}; \quad (18.55)$$

при $n = 2$ и $n = 3$

$$f_{\min} \geq \frac{nQL}{6P},$$

так как в этом случае трубопровод сможет перемещаться на скользящих опорах.

Тогда формула (18.42) с учетом f_{\min} примет вид:

$$f_{\max} = \sqrt{\frac{4L^2 \alpha_t \Delta t}{\pi^2} + f_{\min}^2}, \quad (18.56)$$

где α_t — коэффициент линейного расширения; Δt — расчетный температурный перепад.

Рассмотрим далее влияние внутреннего давления p на напряженное состояние упругоискривленного трубопровода.

При надземной прокладке внутреннее давление обуславливает деформацию трубопровода не только в радиальном направлении, но и в продольном. Выполнив необходимые вычисления, найдем увеличение стрелки прогиба Δf_p от действия внутреннего давления по сравнению с f_{\max} :

$$\Delta f_p = \sqrt{\frac{0,4pD_{\text{вн}}L(L + \alpha_t L \Delta t)}{\pi^2 E \delta} + (f_{\max}^*)^2} - f_{\max}^* \quad (18.57)$$

и, соответственно, максимальную стрелку:

$$f_{\max} = f_{\max}^* + \Delta f_p. \quad (18.58)$$

Таким образом, при расчете упругоискривленного трубопровода с учетом сил трения и внутреннего давления должно удовлетворяться следующее условие:

$$\sigma_n + \sigma_{\text{сж}} + \sigma_{\text{пр}} \leq 0,9\sigma_T, \quad (18.59)$$

где σ_n — напряжения от изгиба труб в горизонтальной плоскости; $\sigma_{\text{сж}}$ — сжимающие напряжения от действия силы P .

Общий вид упругоискривленного трубопровода показан на рис. 18.11.

Трубопровод со слабоизогнутыми участками

Трубопровод имеет форму, показанную на рис. 18.12. Расчетная схема его дана на рис. 18.13. Компенсирующая способность участка L обеспечивается сжатием участка l_k , называемого слабоизогнутым. На прямолинейной части трубопровод перемещается только в продольном направлении: при удлинении на u_1 , при укорачивании на u_2 . Соответственно начальная стрелка прогиба f_0

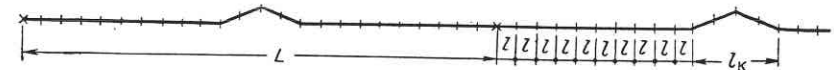


Рис. 18.12. Схема трубопровода со слабоизогнутыми участками

изменяется на df_1 и df_2 . Величины u_1 и u_2 находим по формуле (18.32), в которой принимаем вместо L величину $L - L_0$. Соответственно изменение стрелки прогиба находим из (18.34).

Как отмечается в [8], угол φ должен составлять $12-15^\circ$, а стрелка прогиба $f_0 = 0,5 L_0 \text{tg } \varphi$. Там же приводится значение L при заданном L_0 , φ и f_0 ,

обеспечивающее компенсацию удлинений при заданном температурном перепаде Δt :

$$L = \frac{L_0 f_0 \left[R_2 - \frac{0,083 q_w l}{W} - n p \left(\frac{D_H}{4\delta} - 0,5 \right) \right]}{6 \cos \varphi I \left[\alpha_t E \Delta t + n p \left(\frac{D_H}{10\delta} - 0,2 \right) \right] \left(\frac{1}{W} - \frac{2}{f_0 F} \right)}, \quad (18.60)$$

где I , W , F — соответственно момент инерции, сопротивления и площадь сечения трубы; q_w — ветровая нагрузка; δ — толщина стенки трубы; R_2 — расчетное сопротивление материала труб; n — коэффициент перегрузки.

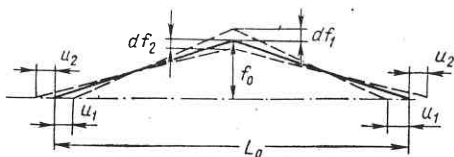


Рис. 18.13. Расчетная схема слабоизогнутого участка

§ 65. КОНСТРУКЦИИ ОПОР БАЛОЧНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И ТЕХНОЛОГИЯ ИХ СООРУЖЕНИЯ

Конструкции опор

В практике трубопроводного строительства применяют опоры различного вида: свайные, из стоек, рамного типа, опоры-плиты, массивные монолитные и сборные, подвесные, грунтовые.

Свайные опоры устраивают из одной, двух или четырех свай. При решении вопроса о числе свай в опоре определяющим является нагрузка, передаваемая на опору, а также требуемый вид опирания труб. Что касается определения несущей способности свайных опор из висячих свай, свай-стоек и т. п., то эти вопросы подробно рассматриваются в курсе «Строительное дело».

Как отмечалось в предыдущих параграфах, опоры могут быть неподвижными, шарнирными и скользящими. При шарнирном закреплении труб положение их в плане фиксируется на весь период эксплуатации, а на скользящих — трубы могут перемещаться в продольном или поперечном направлении, либо в том и другом одновременно. В зависимости от этого рассчитывается ширина опор и подбирается конструкция опорных устройств. Рассмотрим конструкции опор в зависимости от их назначения.

Шарнирная опора может иметь одну, две или четыре сваи. На такой опоре труба может только поворачиваться в плане (рис. 18.14). Усилия, которые могут действовать на опору в плане в различные моменты в период эксплуатации, показаны на этом же рисунке. Одновременно при любой из схем могут действовать не более двух сил. Кроме плановых составляющих на опору действует и вертикальная сила.

Скользящая опора, допускающая перемещение трубопровода в направлении его главной оси, может иметь, как и шарнирная, одну, две или четыре сваи. Силы N_2 и N_4 в этом случае определяются силами трения при перемещении трубы и существенно зависят от конструкции опорного узла, обеспечивающего возможность перемещения. Скользящая опора, допускающая перемещение в поперечном направлении, может иметь две или четыре сваи; при этом перемещение в направлении главной оси может быть ограниченным и неограниченным.

В первом случае лишь силы N_1 и N_3 , а во втором все силы N_1 , N_2 , N_3 и N_4 определяются силами трения, зависящими от конструкции опорных узлов.

Основные нагрузки воспринимаются неподвижными и шарнирными опорами. В многопролетных балочных трубопроводах бескомпенсаторных (см. рис. 18.1, а) продольные силы N_2 и N_4 уравниваются друг друга, и поэтому на опоры они не действуют. Они будут действовать на опоры лишь при разрыве труб в каком-либо пролете. Однако такой случай является аварийным, и опоры на такую ситуацию не рассчитывают.

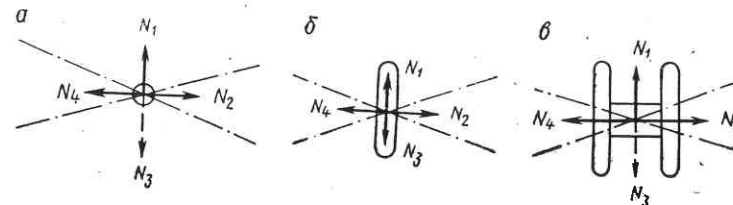


Рис. 18.14. Схема сил, действующих на опоры: а — из одной сваи; б — из двух свай; в — из четырех свай

Силы N_1 или N_3 возникают от боковой ветровой нагрузки в зависимости от направления ветра:

$$N_{1,3} = q_w l, \quad (18.61)$$

где q_w — ветровая нагрузка, определяется по рекомендациям § 1.25 Двухпролетный переход (см. рис. 18.1, в)

$$N_{1,3} = q_w \frac{l_1 + l_2}{2}; \quad (18.62)$$

трехпролетный (см. рис. 18.1, г):
на опоре 1 —

$$N_{1,3} = q_w \frac{l_1 + l_2}{2}, \quad (18.63)$$

на опоре 2 —

$$N_{1,3} = q_w \frac{l_2 + l_3}{2}.$$

При большем числе пролетов независимо от наличия компенсаторов на крайних опорах $N_{1,3}$ определяется по (18.63), а на промежуточных — по (18.61).

Если трубопровод имеет П-, Г- и Z-образные компенсаторы, то на промежуточных опорах N_1 и N_3 определяются по (18.61) и (18.63). Продольные силы N_2 и N_4 зависят от схемы компенсатора.

При схеме (см. рис. 18.3) на опорах HO $N_2 = N_4$ и взаимно уравниваются, поэтому опоры HO на N_2 и N_4 не рассчитываются. Продольную силу на каждую подвижную опору (1, 2 и 5, 6) определяют по формуле

$$N_{2,4} = f_{тр} q_{тр} l, \quad (18.64)$$

где $f_{тр}$ — коэффициент трения (скользящей опоры), $q_{тр}$ — вес единицы длины труб.

Продольную силу на опорах, примыкающих к компенсатору, следует определять по формуле

$$N_{2,4} = f_{тр} [q_{тр} (0,5l + a) + Q_{ком}], \quad (18.65)$$

где $Q_{ком}$ — вес половины компенсатора.

При схеме (см. рис. 18.4) $N_{2,4}$ определяют по (18.65), кроме опоры, примыкающей к компенсатору, где

$$N_{2,4} = f_{тр} [q_{тр} (0,5l + a)]. \quad (18.66)$$

Значение коэффициентов трения $f_{тр}$ следует принимать: при скольжении стали по стали 0,5, при роликовых опорах $f_{тр} \approx 0,07$.

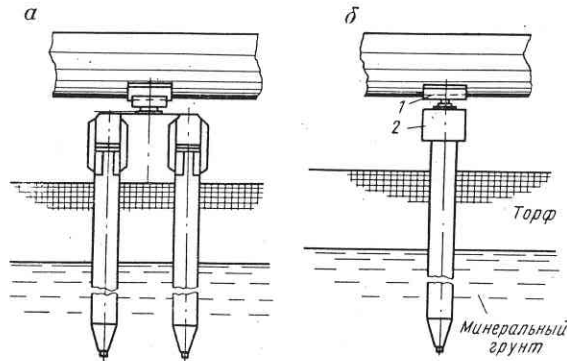


Рис. 18.15. Схема свайной опоры:

- a* — шарнирная; *б* — скользящая;
1 — металлическая опорная подушка;
2 — сборная железобетонная насадка;
3 — ось шарнирной опоры

При схеме рис. 18.5 $N_{2,4}$ определяют по (18.65) для крайних опор, а для остальных по (18.64).

При схемах рис. 18.8 и 18.10 продольные силы на шарнирных опорах возникают только при разрыве труб. На скользящих опорах силы $N_{2,4}$ определяют по (18.64).

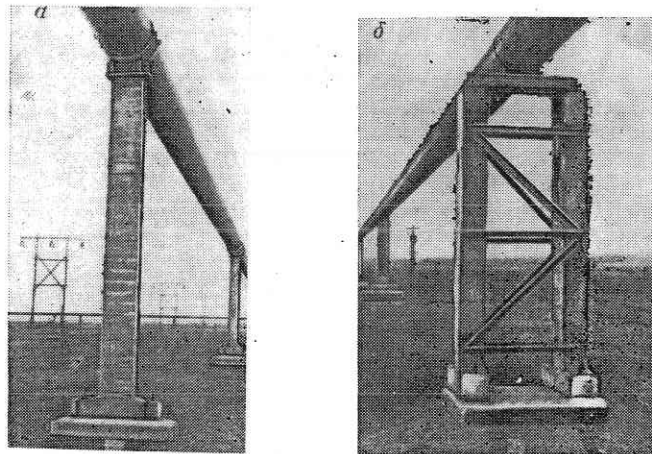


Рис. 18.16. Опоры под трубопровод:
a — одностоечная; *б* — рамная

Конструктивно шарнирные опоры из свай оформляются, как показано, например, на рис. 18.15, *a*, а скользящие — на рис. 18.15, *б*.

Следует отметить, что железобетонные свайные опоры наиболее широко применяются в трубопроводном строительстве.

Опоры из стоек и рамные опоры изготовляют, как правило, из железобетона. Они представляют собой стойки или рамы, опираемые на фундамент (рис. 18.16).

Подвесные опоры применяют при зигзагообразной схеме укладки. Схема такой опоры показана на рис. 18.17.

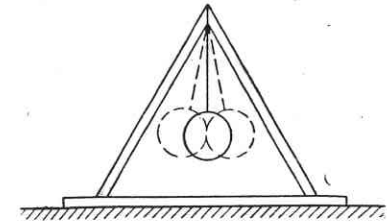


Рис. 18.17. Схема подвесной опоры

Опоры других типов (моноклитные, грунтовые, сборные и др.) применяются в трубопроводном строительстве редко.

Усилия, действующие на опоры любых видов, определяются так же, как и для свайных.

Технология сооружения

Трубопроводы балочного типа.

Технологическая схема строительства трубопроводов балочного типа на болотах включает следующие элементы работ:

устраивают опоры под трубопровод и компенсаторы;

трубопровод монтируют вдоль свайных опор;

трубопровод укладывают на опоры участками или сразу на полную длину. Замыкание монтажных стыков должно быть выполнено при температуре, указанной в проекте.

Зигзагообразная укладка.

Технология выполнения работ при зигзагообразной укладке включает следующие элементы:

изготавливают стандартные компенсационные углы. При больших диаметрах труб углы рекомендуется сваривать на месте;

трубопровод сваривают из секций труб по проложенной зигзагообразной трассе. К моменту сварки секций сваи должны быть забиты по всей трассе перехода. Если опоры изготовлены из дерева, то их собирают одновременно со сваркой труб в плети. Лаги опор укладывают на грунт до сварки плетей в заранее подготовленные выемки, а после укладки на них труб стягивают верхний узел опор и надевают подвески с хомутом для труб;

поднимают трубопровод трубоукладчиками.

После подъема трубопровода прямолинейные участки соединяют сваркой на весу компенсационными углами. Причем эту операцию осуществляют с последовательным наращиванием общей длины поднятого трубопровода;

регулируют длину подвесок поднятого трубопровода в соответствии с проектом.

Прокладка упругоискривленного трубопровода

Порядок выполнения работ при строительстве надземного упругоискривленного трубопровода следующий:

на проектном расстоянии устанавливают шарнирные опоры. Между ними располагают скользящие опоры;

плети длиной 500—1000 м укладывают рядом с опорами;

трубопровод поднимают на опоры трубоукладчиками;

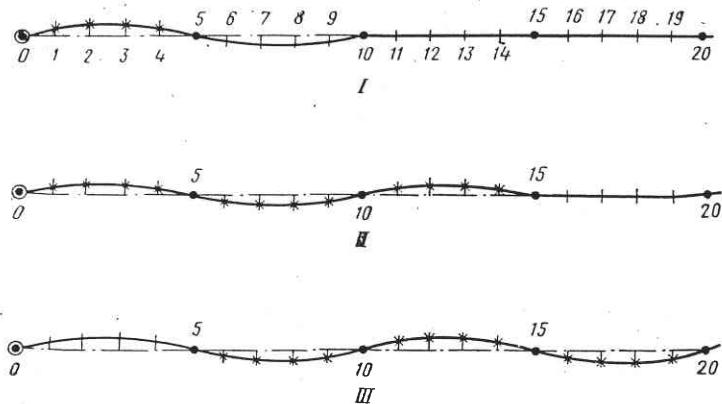


Рис. 18.18. Схема монтажа упругоискривленного трубопровода

до закрепления на шарнирных опорах трубопровод с помощью трактора искривляют по синусоиде. Искривление проводится последовательно, начиная с одной стороны перехода (рис. 18.18). Сначала закрепляют конец трубопровода в точке O , затем трубопровод устанавливают в проектное положение на первом пролете (монтажная синусоида) и временно закрепляют с помощью приспособлений на скользящих опорах $1, 2, 3, 4$ (положение *I*). Такие же операции выполняют на втором и третьем пролетах (положение *II*), после чего трубопровод окончательно закрепляют на шарнирной опоре 5 и освобождают от закрепления на опорах $1, 2, 3, 4$ (положение *III*). Искривив трубопровод на четвертом пролете, его закрепляют окончательно на шарнирной опоре 10 и т. д. Трубопровод на шарнирной опоре закрепляют не ранее чем будут искривлены два следующих пролета трубопровода с закреплением на скользящих опорах.

В отличие от зигзагообразной прокладки при упругоискривленной прокладке отклонение оси трубопровода в плане от прямой не превышает 5 м (при температурном перепаде до 120°C), что дает возможность осуществить укладку по прямолинейной трассе. Это особенно важно при строительстве в условиях болот и вечномёрзлых грунтов.

§ 66. ПОДВЕСНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

Подвесные трубопроводы сооружают, как правило, на пересечении различного рода естественных и искусственных препятствий. В основном это горные реки, ущелья, реже пересечения дорог. При пересечении любого препятствия необходимо рассмотреть все технически осуществимые способы и принять лучший из них по экономическим показателям.

Геометрические схемы подвесных трубопроводов

Подвесные трубопроводы могут быть одно-, двух- и даже трехпролетными системами. На рис. 18.19 показаны схемы однопролетных переходов, на рис. 18.20 двух- и четырехпролетные, на рис. 18.19, *a* переход через ущелье. Компенсация удлинений трубопровода осуществляется одним Г-образным компенсатором. В случае рис. 18.19, *б* установлены два компенсатора, на схемах рис. 18.20 также по два компенсатора. На всех схемах основным несущим элементом является трос, к которому через подвески прикреплен трубопровод.

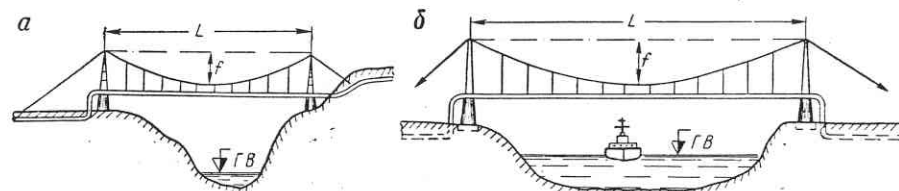


Рис. 18.19. Схема подвесных трубопроводов:

a — с одним компенсатором; *б* — с двумя компенсаторами

Нагрузка от трубопровода через основной несущий трос передается на пилоны или иные опорные устройства. Схема переходов показана на рис. 18.21.

При схеме (рис. 18.21, *a*) трубопровод подвешивается на одном несущем канате, закрепленном на несущих пилонах; трубопровод и несущий трос находятся в одной плоскости. Схема, приведенная на рис. 18.21, *б*, иллюстрирует

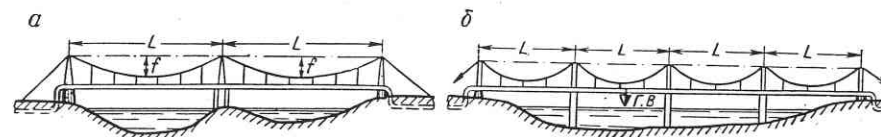


Рис. 18.20. Схема многопролетных подвесных трубопроводов:

a — двухпролетный и *б* — четырехпролетный

переход с У-образной конфигурацией несущих пилонов, к концам разветвлений которых в точках $a, б$ крепятся два несущих троса с подвесками. На рис. 18.21, *в* показана схема с крестообразными пилонами.

К консолям в точках $a, б$ крепятся ветровые оттяжки 2 , а трубопровод подвешен к основному несущему тросу, закрепленному на вершине пилона (точка c).

В первой схеме трубопровод не закреплен от перемещения в поперечном направлении под действием ветра.

Во второй схеме применение У-образного пилона и двух несущих тросов позволяет использовать их и для закрепления трубопровода от поперечных смещений. В третьей схеме на горизонтальных консолях в точках $a, б$ закрепляются оттяжки, которые специально предназначаются для удержания трубопровода от поперечных перемещений.

Приведенные на рис. 18.21 схемы охватывают практически все многообразие подвесных трубопроводных систем. Можно вводить дополнительные оттяжки, двойные несущие тросы и т. п., но в основном они будут более сложным отображением простейших схем, приведенных на рисунках.

Расчет простейшей подвесной схемы трубопровода

Эта схема показана на рис. 18.19, б, 18.21, а. Расчет подвесного трубопровода включает: расчет несущего троса, трубопровода, подвесок, пилонов и опор.

Расчет несущего троса

Несущий трос будем рассматривать как гибкую нить, нагруженную распределенной нагрузкой q от собственной массы троса и массы трубопровода, подвесок и различных элементов конструктивного оформления трубопровода. В соответствии с установившейся в теории висячих систем терминологией нити

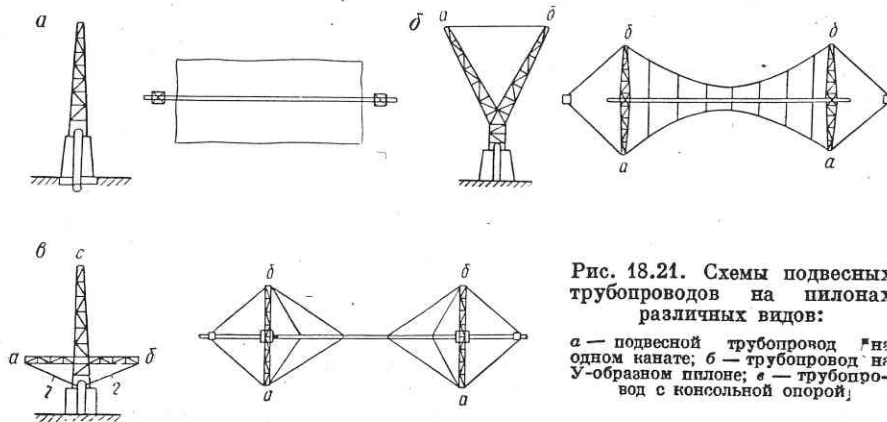


Рис. 18.21. Схемы подвесных трубопроводов на пилонах различных видов:

а — подвесной трубопровод на одном канате; б — трубопровод на У-образном пилоне; в — трубопровод с консольной опорой;

могут быть с малыми и большими стрелками прогиба. Практически все несущие тросы подвесных трубопроводов относятся к нитям с малыми прогибами, критерием которых считается отношение стрелки прогиба f к длине пролета L :

$$\frac{f}{L} = \frac{1}{10} \cdot \frac{1}{20} \quad (18.67)$$

Статическая схема гибкой нити показана на рис. 18.22. Проектируя силы на ось x , имеем

$$H_A = H_B = H. \quad (18.68)$$

Проекция сил на ось y дает условие

$$R_A + R_B = qL. \quad (18.69)$$

Сумма моментов сил относительно опоры B дает

$$\sum M_B - R_A L = 0, \quad (18.70)$$

Из (18.70)

$$R_A = \frac{\sum M_B}{L} \quad (18.71)$$

Для определения натяжения нити необходимо знать величину H , которую найдем из рассмотрения равновесия части нити AC (см. рис. 18.22). Момент сил относительно точки C

$$M_C = Hy. \quad (18.72)$$

Отсюда

$$H = \frac{M_C}{y}, \quad (18.73)$$

где M_C — момент сил такой же, как и для обычной балки. Его и называют *балочным моментом*.

Для показанных на рис. 18.22 сил

$$\sum M_B = \frac{qL^2}{2}. \quad (18.74)$$

откуда

$$R_A = 0,5qL.$$

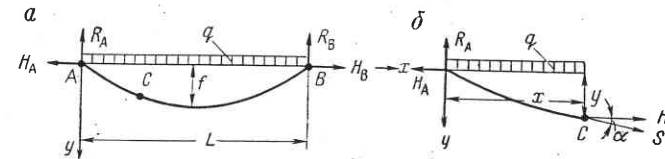


Рис. 18.22. Расчетная схема гибкой нити:

а — полный пролет; б — часть пролета

Соответственно

$$M_C = \frac{qx(L-x)}{2}. \quad (18.75)$$

Учитывая (18.73), ординату любого сечения y найдем по формуле

$$y = \frac{qx(L-x)}{2H}. \quad (18.76)$$

Принимая в (18.76) $x = 0,5L$ и соответственно $y = f$, находим горизонтальную составляющую натяжения нити:

$$H = \frac{qL^2}{8f}. \quad (18.77)$$

Натяжение троса S найдем по формуле

$$S = \frac{H}{\cos \alpha} \quad \text{или} \quad S = \frac{qL^2}{8f \cos \alpha}, \quad (18.78)$$

где α — угол между H и S (см. рис. 18.22, б). Из (18.78) видно, что наибольшее натяжение троса S_{\max} будет у опоры, а наименьшее при $x = 0,5L$.

Величина

$$S_{\max} = \sqrt{H^2 + R_A^2} = \frac{qL^2}{8f} \sqrt{1 + 16 \frac{f^2}{L^2}} \quad (18.79)$$

Подставив H в (18.76), получим

$$y = \frac{4fx(L-x)}{L^2} \quad (18.80)$$

Весьма важным является вопрос об изменении длины несущего троса. Дело в том, что по технологии строительства сначала подвешивают к опорам несущий трос, а затем к нему прикрепляют трубу. Поэтому трос от дополни-

тельной нагрузки прогибается. Необходимо заранее знать, каков будет дополнительный прогиб.

Длину нити при начальной нагрузке q_0 (вес троса и прикрепленных к нему оттяжек) определим из известной формулы

$$L_1 = L + \frac{1}{2} \int_0^L (y')^2 dx. \quad (18.81)$$

Имея в виду (18.73), для q_0 находим (опуская в дальнейшем индекс C):

$$y' = \frac{dM_0}{H_0 dx} = \frac{Q_0}{H_0}, \quad (18.82)$$

где Q_0 — поперечная сила в любом сечении.

Подставляя (18.82) в (18.81), получаем

$$L_1 = L + \frac{1}{2H_0} \int_0^L Q_0^2 dx. \quad (18.83)$$

После загрузки троса нагрузкой q

$$L_1 = L + \frac{1}{2H} \int_0^L Q^2 dx. \quad (18.84)$$

Таким образом, для определения L_1 необходимо найти интеграл $\int Q^2 dx$.

По методу Верещагина (см. курс «Сопротивление материалов») для равномерно распределенной нагрузки

$$\int Q^2 dx = \frac{q^2 L^3}{12}; \quad (18.85)$$

для сосредоточенной силы, приложенной в сечении $x = L/2$

$$\int Q^2 dx = \frac{P^2 L}{4}; \quad (18.85')$$

для равномерной нагрузки, приложенной от $x = 0$ до $x = 0,5L$,

$$\int Q^2 dx = \frac{5q^2 L^3}{192}. \quad (18.85'')$$

Формулы (18.71), (18.73), (18.78), (18.79), (18.83) полностью определяют как статические, так и геометрические характеристики несущего троса, рассматриваемого как гибкая нить.

Отметим далее следующее. Величину H_1 после дополнительной загрузки троса от q_0 до q найдем, учитывая, что

$$\Delta L = \frac{(H_1 - H_0)L}{EF}.$$

Выполнив вычисления, получим

$$H_1^3 + \left(\frac{EF}{2LH_0^2} \int_0^L Q_0^2 dx - H_0 \right) H_1^2 - \frac{E_k F_k}{2L} \int_0^L Q_1^2 dx = 0, \quad (18.86)$$

где E_k и F_k — модуль упругости и площадь сечения каната.

Это уравнение решается методом итераций или на ЭВМ.

Если нагрузка возрастает одновременно по всей длине L , то формула (18.86) может быть представлена в более простой форме:

$$H_1^3 + \left[\frac{E_k F_k q_0^2 L^2}{24H_0^2} - H_0 \right] H_1^2 = \frac{E_k F_k q^2 L^2}{24}. \quad (18.87)$$

Если необходимо учесть изменение температуры несущего каната, в квадратную скобку (18.87) следует добавить член $\alpha_t E_k F_k (t - t_0)$, где α_t — коэффициент линейного расширения, t_0 — температура при монтаже каната, t — температура в рассматриваемый момент времени. Приведем пример расчета.

К канату с модулем упругости $E_k = 1,5 \cdot 10^5$ кгс/см², сечением $F_k = 20$ см² подвешены две трубы диаметром $D_n = 52,9$ см и толщиной стенки $\delta = 0,9$ см. Расчетная нагрузка q_0 складывается из веса единицы длины каната и подвесок $q_k = 0,55$ кгс/см, двух незаполненных труб $q_{тр} = 2,55$ кгс/см², пешеходного мостика $q_m = 1$ кгс/см, снега и льда $q_{сн} = 0,9$ кгс/см.

Таким образом, $q_0 = 5$ кгс/см.

После заполнения труб нефтью ($q_n = 4$ кгс/см) общая нагрузка $q = 9,0$ кгс/см.

Пусть длина пролета $L = 1,5 \cdot 10^4$ см.

В соответствии с (18.67) примем $f_0 = 0,1L = 1,5 \cdot 10^3$ см.

По (18.77) $H_0 = 0,93 \cdot 10^5$ кгс.

По (18.87), выполнив вычисления, получим

$$H_1^3 + 7,07 \cdot 10^5 H_1^2 = 2,278 \cdot 10^{16},$$

откуда

$$H_1 = 1,62 \cdot 10^5 \text{ кгс.}$$

Соответствующий данному H_1 прогиб

$$f = 1562 \text{ см.}$$

Таким образом, стрелка прогиба увеличилась на 62 см, а распор H на $0,69 \cdot 10^5$ кгс.

Натяжение каната находим по (18.79):

$$S_{\max} = 1,75 \cdot 10^5 \text{ кгс.}$$

По усилию S_{\max} проверяют несущую способность принятого каната. Для этого определяют напряжения в канате

$$\sigma_k = \frac{S_{\max}}{F_k} \quad (18.88)$$

и сравнивают их с расчетным сопротивлением каната

$$\sigma_{к.р} = 0,4 \sigma_{вр.к}, \quad (18.89)$$

где $\sigma_{вр.к}$ — предел прочности проволок каната (временное сопротивление разрыву).

Прочность каната будет обеспечена, если

$$\sigma_{к.р} \geq \sigma_k.$$

Расчет ветровых канатов и оттяжек

Размещение ветровых канатов и оттяжек показано на рис. 18.23.

Расчетная схема ветрового каната приведена на рис. 18.23, а. Основной нагрузкой для ветрового каната является ветровая нагрузка q_B , приходящаяся на трубопровод.

Для того чтобы ветровой канат сохранял необходимую расчетную форму, его предварительно (в период строительства) натягивают усилием, составляющим 0,5 усилия, создаваемого ветром.

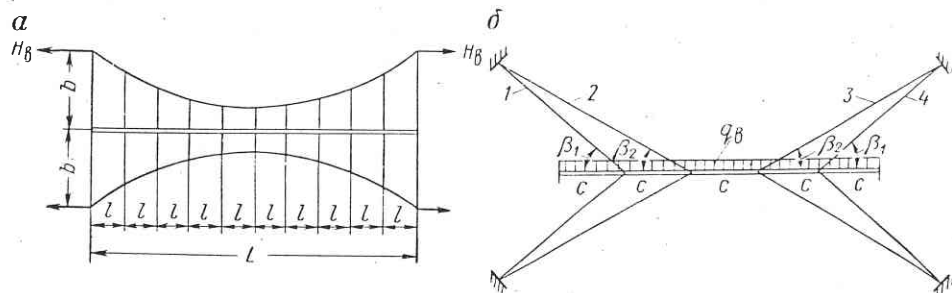


Рис. 18.23. Схема ветровых канатов и оттяжек:
а — ветровые канаты, б — ветровые оттяжки

Таким образом, в период безветрия усилие в канате

$$H'_B = \frac{0.5q_B L^2}{8f_B} \quad (18.90)$$

а при ветре и температурном перепаде

$$H_B = \frac{1.5q_B L^2}{8f_B} + \alpha_t E_K F_K \Delta t \quad (18.91)$$

Величина H_B по (18.91) несколько завышена по сравнению с действительной, которую можно определить по (18.77).

Дополнительный прогиб ветрового троса при этом можно найти по формуле

$$df = \frac{15H_B^* L^2}{16E_K F_K \left[5 - 24 \left(\frac{f_B}{L} \right)^2 \right]} \quad (18.92)$$

Оттяжки (рис. 18.23, б) рассчитывают на ветровую нагрузку

$$P_B = q_B c \quad (18.93)$$

При этом возникают силы:

$$P_{1,4} = \frac{P_B}{\sin \beta_1}, \quad P_{2,3} = \frac{P_B}{\sin \beta_2} \quad (18.94)$$

где 1, 2, 3, 4 — номера оттяжек (см. рис. 18.23, б).

На ветровую нагрузку трубопровод проверяют, рассматривая его как балку на нескольких опорах (на рис. 18.23, б — шесть опор). Оттяжки, как и ветровые канаты, предварительно натягиваются на 50% от расчетных сил, определяемых

по (18.94). Таким образом, в оттяжках при ветре могут действовать силы в 1,5 раза больше, чем полученные по (18.94). Именно эти значения сил и должны приниматься в расчетные при определении диаметра каната.

Конструкции пилонов, узлы и детали висячих трубопроводов

Пилонами называют опору, к которой подвешивается несущий канат, поэтому опора должна быть достаточно высокой. Так, при схеме рис. 18.20 опоры должны обеспечить необходимый прогиб каната f , а также запас высоты

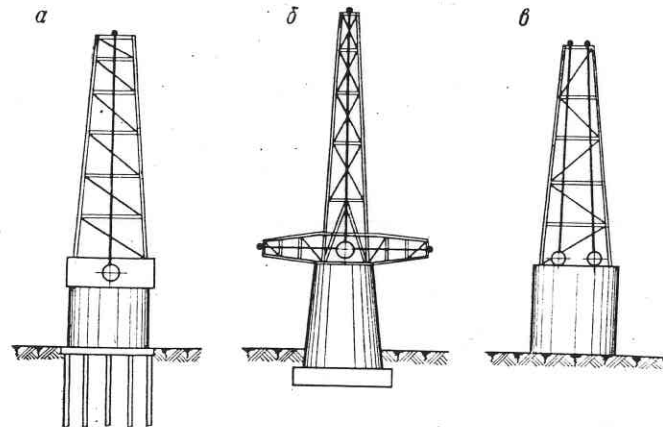


Рис. 18.24. Конструктивные схемы пилонов:
а — без консолей, б — с консолями, в — двухканатный

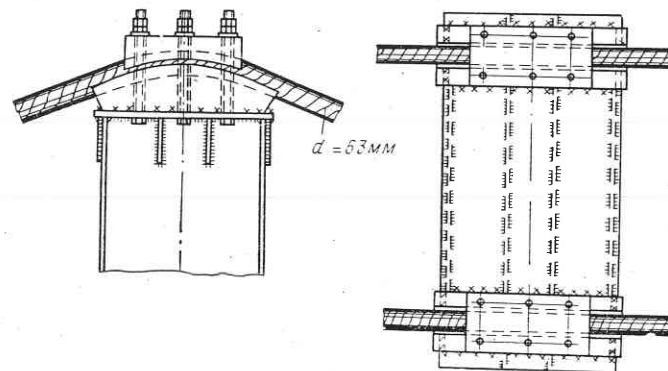


Рис. 18.25. Узел опирания несущих канатов на вершине пилона

для прохода судов под трубопроводом. Сооружать опору монолитной на всю высоту из бетона или бутобетона нецелесообразно. Опора состоит обычно из двух частей: нижней массивной или свайной части, опирающейся на грунт, и верхней довольно легкой. На рис. 18.24 показано несколько конструктивных схем пилонов.

Пилоны загружены вертикальной нагрузкой (от несущего или несущих канатов) и боковой нагрузкой от ветра. Расчет собственно пилонов — верхней части опоры — заключается в определении усилий в его стержнях и подборе их сечений (по правилам строительной механики). Нижняя часть пилона — это обычный фундамент свайного типа или массивный.

Узел опирания несущих канатов на вершине пилона показан на рис. 18.25. Опорная конструкция должна обеспечивать поперечное обжатие каната не более чем на 2—2,2 тс при диаметре каната 50—70 мм.

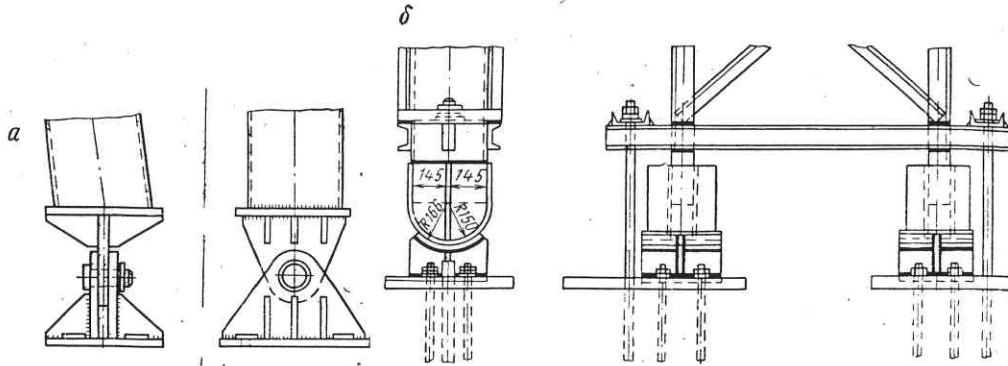


Рис. 18.26. Конструкция опорной части:
а — совершенный шарнир, б — несовершенный шарнир

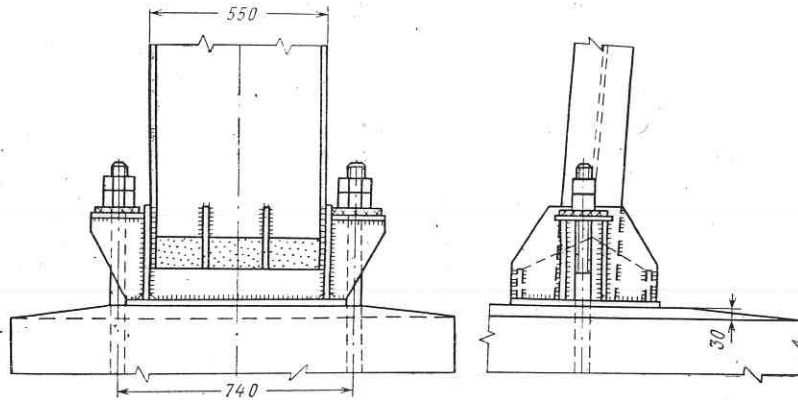


Рис. 18.27. Узел опирания пилона на опору

Это достигается опиранием каната по круглой поверхности радиусом 50—70 см.

Опирание пилона на опору может быть выполнено в форме шарнира совершенного (рис. 18.26, а) или несовершенного типа (рис. 18.26, б), а также с жестким закреплением (рис. 18.27). Как несущие, так и ветровые канаты или оттяжки крепятся в анкерных опорах. При расчете этих опор учитывают удерживающую силу грунта, включая и присос.

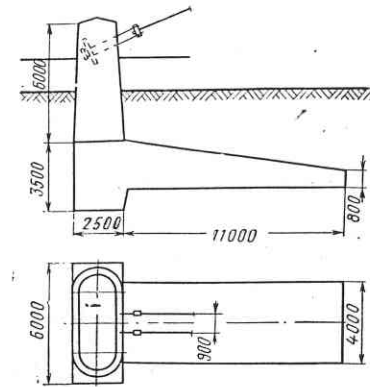


Рис. 18.28. Схема анкерной опоры

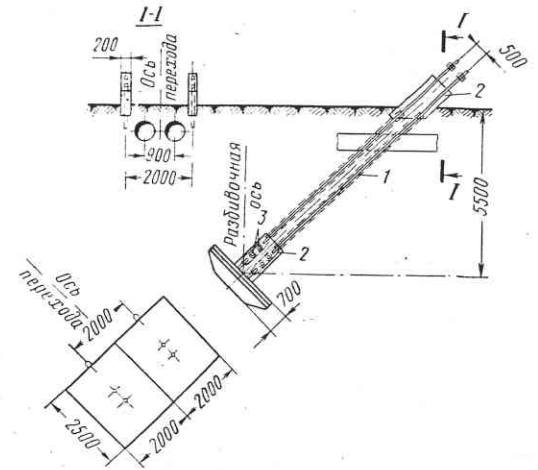


Рис. 18.29. Анкерная опора:
1 — изоляция тросов; 2 — бетон по проволоочной обмотке; 3 — болтовые шарниры

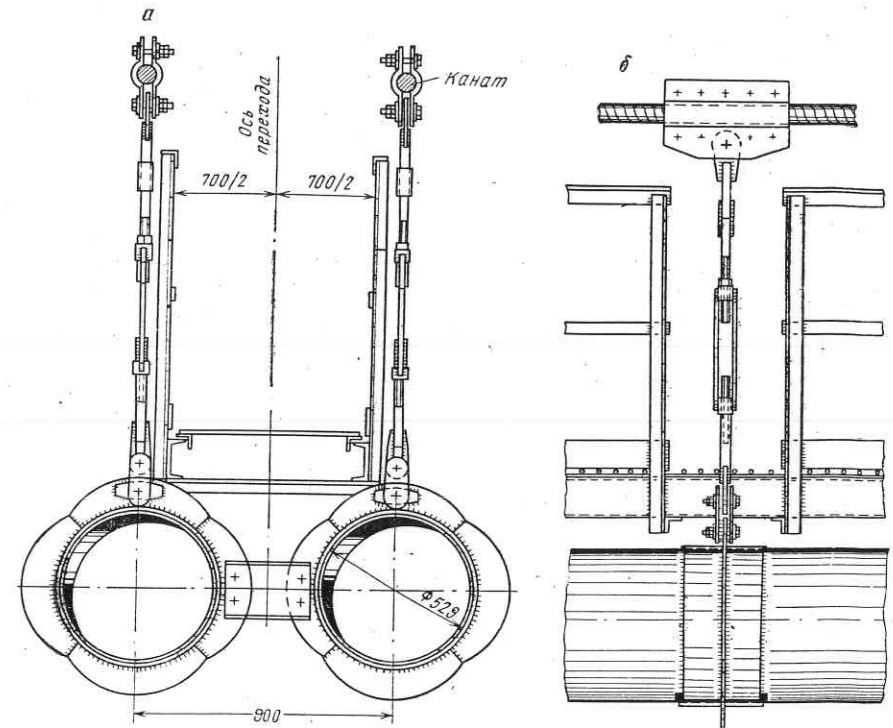


Рис. 18.30. Детали подвесного трубопровода:
а — поперечное сечение; б — крепление подвески к трубам и канату

Одна из конструктивных схем анкерной опоры показана на рис. 18.28 [4]. Анкерные опоры могут быть выполнены и в виде железобетонных хорошо армированных плит (коэффициент армирования до 3%), заглубленных в грунт (рис. 18.29).

Несущая способность таких опор определяется в основном пассивным отпором грунта и присосом (для временных нагрузок).

Узлы крепления (подвесного трубопровода) показаны на рис. 18.30 (двухтрубный переход). Здесь же на трубах виден пешеходный мостик.

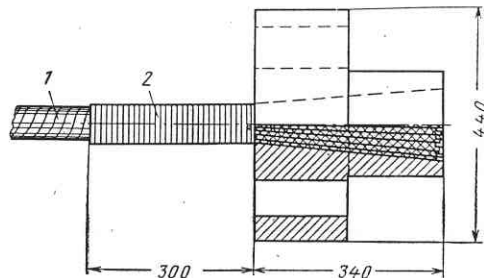


Рис. 18.31. Схема заделки каната в стакан:

1 — канат; 2 — оплетка из мягкой оцинкованной проволоки

Концы несущих канатов заделывают в специальный стальной стакан и заливают их цинком. Схема стакана показана на рис. 18.31. Перед заливкой проволоки каната расплетаются, чем обеспечиваются полное захватывание их расплавленным цинком при заливке и высокая надежность заделки. Температура заливаемого цинка 430—450° С.

Элементы технологии сооружения подвесных трубопроводов

Последовательность и сочетание технологических операций сооружения подвесных трубопроводов в зависимости от конкретных условий района, строительства могут быть различными.

Первой операцией во всех случаях является сооружение опор. Одновременно с устройством опор готовят пилоны. Пилоны устанавливают на опору в собранном виде, при этом используют трубоукладчики, автокраны и специальные подъемные мачты.

Схема установки пилона показана на рис. 18.32 [4]. После установки пилонов и закрепления их приступают к подготовке, подвеске и закреплению несущих канатов. Подготовка канатов заключается в следующем:

канаты предварительно вытягивают силой, в 1,5—2 раза превышающей расчетную нагрузку, т. е. S_{\max} .

Такой же эффект достигается, если подвесить канаты на пилоны и выдержать их в таком состоянии до подвески труб 3—5 суток;

к канату в расчетных сечениях прикрепляют подвески; концы каната заделывают в стаканы, как об этом было сказано выше;

перетаскивают канаты от одного пилона к другому. При этом принимаются меры к защите его проволок от повреждений, для чего канат обертывают мешковиной или другим защитным материалом;

канаты подвешивают к пилонам.

При подвешивании канатов их концы прикрепляют к анкерным опорам. При этом натяжные болты отпускают возможно больше. Затем с помощью тех же монтажных мачт, что использовались при установке пилонов, поднимают несущие

щие тросы. Во избежание перегиба канатов захват тросов при подъеме осуществляется с помощью специальной траверсы. Схема подъема канатов показана на рис. 18.33. Поскольку при вытяжке канатов при приложении полной нагрузки длина их увеличится, то для сохранения расчетной стрелки прогиба верхние концы пилонов отклоняют в сторону анкерных опор (по расчету). Обычно это отклонение составляет 8—15 см.

Проверив стрелку прогиба (от веса каната и подвесок), окончательно закрепляют канаты в анкерных опорах и на пилонах. Следующей ответственной

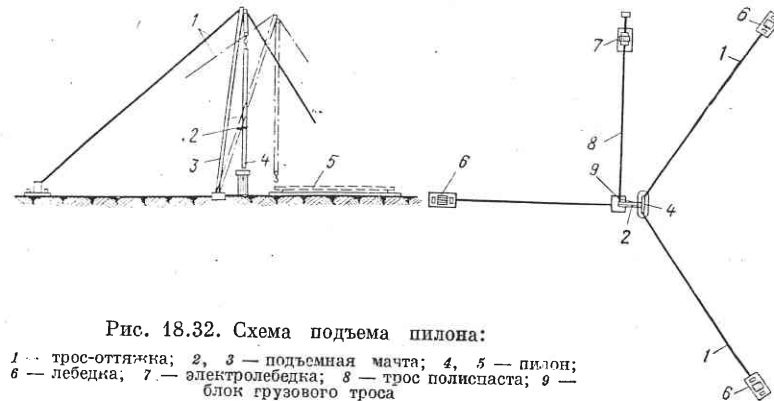


Рис. 18.32. Схема подъема пилона:

1 — трос-оттяжка; 2, 3 — подъемная мачта; 4, 5 — пилон; 6 — лебедка; 7 — электролебедка; 8 — трос полиспаста; 9 — блок грузового троса

операцией является подвеска трубопровода. Однако прежде чем подвесить, его нужно протащить точно в створ.

Трубопровод перед установкой в створ оснащают всеми предусмотренными проектом деталями. Далее с помощью полиспастов, закрепленных на несущем

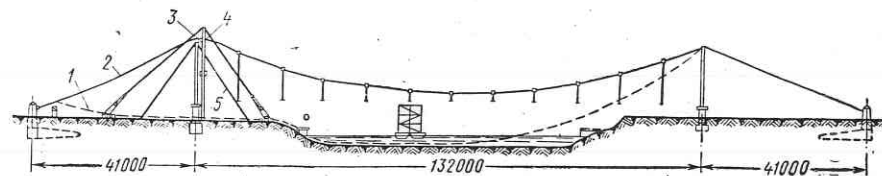


Рис. 18.33. Схема подъема канатов:

1 — канаты до подъема; 2 — канаты перед укладкой на опорные части пилонов; 3 — подъемная мачта; 4 — траверса; 5 — временные оттяжки

тросе на предельно возможных расстояниях по условиям прочности трубопровода, его поднимают на уровень подвесок и закрепляют на них. Крепление производят со специальной плавучей опоры. Схема подвешивания трубопровода с плавучей опоры показана на рис. 18.34. Положение трубопровода регулируют с помощью талрепов (устройства, позволяющие регулировать длину подвески).

Если переход сооружается по схеме рис. 18.19, а через глубокое ущелье, то для подвески трубопровода можно применять метод надвигки его от одного

пилона к другому по несущему тросу с помощью специальных подвижных подвесок, к которым у одной из опор последовательно крепят трубы.

Одновременно с трубами подвешивают ветровые тросы или оттяжки.

Затем проверяют геометрические характеристики всех тросов и положения трубопровода и в необходимых случаях регулируют их, приводя в полное соответствие с проектом.

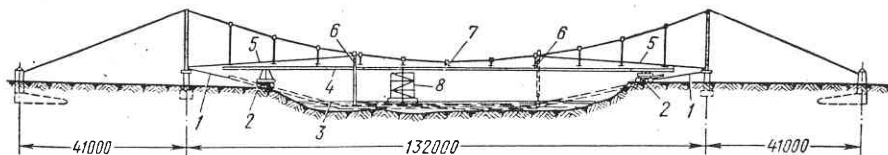


Рис. 18.34. Схема подвешивания трубопровода:

1 — трос к лебедке; 2 — трубоклатчик; 3 — поднятый трубопровод; 4 — трубопровод до подъема; 5 — трос полиспаста; 6 — полиспаст; 7 — таль; 8 — плавучая опора

§ 67. АРОЧНЫЕ И САМОНЕСУЩИЕ ВИСЯЧИЕ ТРУБОПРОВОДЫ

Арочные трубопроводы

Арочные переходы трубопроводов применяются при пересечении естественных и искусственных препятствий незначительной протяженности (до 100 м). Эти переходы сооружаются из одной, двух и даже трех труб по схеме бесшарнирных и двухшарнирных арок (рис. 18.35). Понятие «двухшарнирная арка» для трубопроводов — условное, так как создать совершенный шарнир практически нельзя. Поэтому под двухшарнирной аркой понимают арку, в опорных частях которой имеется какая-то возможность поворота труб. При этом изгибающие моменты в трубах возникают, но несколько меньшей величины, чем в бесшарнирной арке. Конструктивно арки оформляются следующим образом: арки

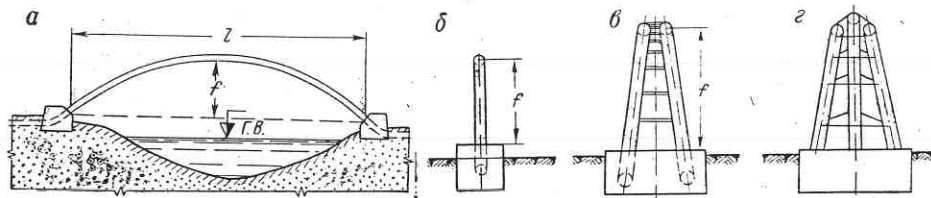


Рис. 18.35. Арочный переход:

а, б — однотрубный, в — двухтрубный, г — трехтрубный

однотрубные без каких-либо деталей и закреплений в пролете; арки однотрубные с закреплением пролета ветровыми оттяжками; арки двух- или трехтрубные с закрепляющими связями, ветровыми оттяжками и т. п.

Статический режим арочного трубопровода

Основное отличие арки-трубы от обычной мостовой арки заключается в наличии внутреннего давления, создающего определенные внутренние усилия, не зависящие от внешних нагрузок (веса конструкций, снега, льда, ветровых нагрузок).

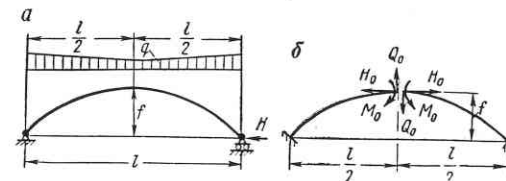
Расчетные схемы двухшарнирной и бесшарнирной арок приведены на рис. 18.36. На обе арки действует вертикальная нагрузка, распределенная по закону

$$q(x) = \frac{q}{\cos \varphi(x)}, \quad (18.95)$$

где q — нагрузка в ключе (сечение $x = 0,5 l$); $\varphi(x)$ — угол наклона сечения x к вертикали. В пологих арках с отношением $f/l \leq 0,1$ можно принимать нагрузку $q(x) = q$, т. е. равномерно-распределенную.

Рис. 18.36. Расчетные схемы арки:

а — двухшарнирной; б — бесшарнирной



Кроме усилий от нагрузки q в арке возникают внутренние (растягивающие) усилия от внутреннего давления

$$\sigma_{пр} = \frac{pD_{вн}}{4\delta},$$

где δ — толщина стенки трубы.

Соответствующие деформации арки (увеличивают ее длину)

$$\epsilon_{пр} = \frac{0,2\sigma_{кк}}{E},$$

а удлинение $\Delta l = \epsilon_{пр} l$.

Температурные изменения длины

$$\Delta l_2 = \alpha_t l (t - t_0).$$

Большое значение имеет также учет изменения положения опорных сечений арок (пят) под воздействием подземных участков трубопровода, прилегающих к арке. Вопрос об усилиях в подземном трубопроводе рассмотрен в § 30, поэтому будем считать эти перемещения известными. Они вызовут сжатие арки на перемещение u_0 (рис. 18.37), что приводит к появлению в арке значительных дополнительных усилий. Правда, эти усилия могут появиться только в том случае, если опоры арки под действием подземных участков труб смещаются, как показано на рис. 18.37.

Расчет арки заключается в отыскании неизвестных, необходимых для определения изгибающих моментов M , продольных сил P и поперечных сил Q в любом сечении арки. Двухшарнирная арка — однажды статически неопределима, бесшарнирная — трижды. В соответствии со схемой рис. 18.36, а необходимо найти лишь горизонтальную проекцию силы P , называемую распором H , а в схеме рис. 18.36, б — неизвестные M_0 , Q_0 и H_0 . Общий метод расчета арок, как известно, заключается в отбрасывании лишних связей, замене их силами и последующем их определении по методу сил. Этот метод подробно рассматривается в курсе «Строительная механика».

Кратко охарактеризуем основные зависимости метода сил при расчете бесшарнирной арки, наиболее полно отвечающей действительным условиям работы арочного трубопровода.

Перенесем силы, показанные на рис. 18.36, б, в так называемый *упругий центр* арки (рис. 18.38), расположенный на расстоянии $0,33f$ от ключевого сечения.

Канонические уравнения метода сил для такой схемы имеют вид:

$$Q_0 \delta_{11} + H \delta_{12} + M_0 \delta_{13} + \Delta_{1q} = 0; \quad (18.96)$$

$$Q_0 \delta_{21} + H \delta_{22} + M_0 \delta_{23} + \Delta_{2q} = 0; \quad (18.96')$$

$$Q_0 \delta_{31} + H \delta_{32} + M_0 \delta_{33} + \Delta_{3q} = 0, \quad (18.96'')$$

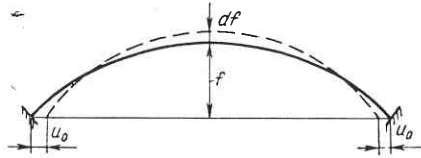


Рис. 18.37. Деформация арки

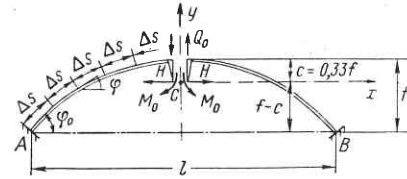


Рис. 18.38. Расчетная схема бесшарнирной арки

где $\delta_{11}, \delta_{12}, \dots, \delta_{33}$ — перемещения рассматриваемого сечения от одной из сил в направлении другой (при единичных значениях сил); $\Delta_{1q}, \Delta_{2q}, \Delta_{3q}$ — перемещения того же сечения арки от внешних нагрузок, или, иначе, грузовое перемещение.

Если расположить начало координат x, y в упругом центре C , то, как показано в строительной механике, перемещения $\delta_{12} = \delta_{13} = \delta_{23} = 0$. Поскольку $\delta_{12} = \delta_{21}, \delta_{23} = \delta_{32}$ и т. д., то и $\delta_{21} = \delta_{31} = \delta_{32} = 0$.

Таким образом, система (18.96) записывается в виде:

$$Q_0 \delta_{11} + \Delta_{1q} = 0, \quad (18.97)$$

$$H \delta_{22} + \Delta_{2q} = 0, \quad (18.97')$$

$$M_0 \delta_{33} + \Delta_{3q} = 0, \quad (18.97'')$$

откуда находим неизвестные

$$Q_0 = -\frac{\Delta_{1q}}{\delta_{11}}, \quad H = -\frac{\Delta_{2q}}{\delta_{22}}, \quad M_0 = -\frac{\Delta_{3q}}{\delta_{33}}. \quad (18.98)$$

Значения $\delta_{11}, \delta_{22}, \delta_{33}$ в общем виде определяются по формулам

$$\delta_{11} = \frac{1}{EI_0} \left[\sum_A^B x^2 \Delta s' + \sum_A^B \frac{I_0}{F} \sin^2 \varphi \Delta s + \sum_A^B \mu \cos^2 \varphi \frac{EI_0}{GF} \Delta s \right], \quad (18.99)$$

$$\delta_{22} = \frac{1}{EI_0} \left[\sum_A^B y^2 \Delta s' + \sum_A^B \cos^2 \varphi \frac{I_0}{F} \Delta s + \sum_A^B \mu \sin^2 \varphi \frac{EI_0}{GF} \Delta s \right], \quad (18.99')$$

где φ — угол между касательной к кривой и горизонталью; $\Delta s' = (I_0/I) \Delta s$ (здесь Δs — отрезок длины арки; I_0 — момент инерции арки в ключевом сечении ($x = 0$); I — момент инерции в произвольном сечении); F — площадь сечения арки; G — модуль упругости второго рода; μ — коэффициент формы сечения (для кругового сечения $\mu = 1,18$, для прямоугольного $\mu = 1,2$).

Заметим, что при симметричной нагрузке $\Delta_{1q} = 0$, поэтому в (18.98) для симметричной нагрузки остаются только два уравнения. Если нагрузка косо-симметричная, то $\Delta_{2q} = \Delta_{3q} = 0$, и остается одно уравнение.

Если для пологой арки-трубы считать $I_0 = I$, что вполне допустимо, то $\Delta s' = \Delta s$. Для упрощения расчетов коэффициентов δ_{im} составляют таблицу (табл. 18.2), для чего арку разбивают на несколько участков Δs , например на 14—16, т. е. $l = (14—16) \Delta s$.

Таблица 18.2
Расчетные параметры для определения коэффициентов δ_{im}

Номер участка	Δs	F	I	x	y	$\sin \varphi$
1 2 и т. д.						

Номер участка	$\cos \varphi$	$x^2 \Delta s$	$y^2 \Delta s$	$\sin^2 \varphi \frac{I}{F} \Delta s$	$\cos^2 \varphi \frac{I}{F} \Delta s$
1 2 и т. д.					

В таблицу проставляют значения δ_{im} по каждому участку для половины арки, а итоговый результат удваивается.

Если не учитывать перемещения арки, вызванные деформациями сдвига и продольными, что вполне допустимо, то система (18.99) упрощается до вида

$$\delta_{11} = \frac{1}{EI} \sum_A^B x^2 \Delta s, \quad (18.100)$$

$$\delta_{22} = \frac{1}{EI} \sum_A^B y^2 \Delta s, \quad \delta_{33} = \frac{1}{EI} \sum_A^B \Delta s,$$

что существенно уменьшает объем вычислений. Грузовые члены уравнений определяют по формуле

$$\Delta_{iq} = \sum_A^B \int_0^l \frac{M_i M_q dx}{EI}, \quad (18.101)$$

где M_i — момент от единичной силы M_0 в статически определимой арке, а M_q — балочный момент в той же арке от внешней нагрузки.

Так, от нагрузки $M_0 = 1$ (см. рис. 18.38) в сечении x $M = 1$, а момент в том же сечении от q

$$M_q = \frac{qx^2}{2}.$$

Таким образом,

$$\Delta_{3q} = \int_0^l \frac{1 \cdot qx^2}{2} dx = \frac{ql^3}{6EI}.$$

Аналогично находят Δ_{1q} и Δ_{2q} :

$$\Delta_{1q} = \sum \int_0^l \frac{xMq}{EI} dx; \quad \Delta_{2q} = - \sum \int_0^l \frac{yMq}{EI} dx. \quad (18.102)$$

Учет изменения температуры

При изменении температуры арки на $\Delta t = t - t_0$ в ней возникают температурные усилия, для определения которых грузовые члены уравнений (18.97) Δ_{1q} , Δ_{2q} , Δ_{3q} нужно заменить на члены вида Δ_{1t} , Δ_{2t} , Δ_{3t} .

Будем при этом считать, что нагрев арки равномерный, т. е. нагрузка от Δt симметрична. Вследствие этого $\Delta_{1t} = 0$ и $\Delta_{3t} = 0$.

Остается лишь уравнение (18.97') при

$$\Delta_{2t} = -\alpha_t \Delta t l. \quad (18.103)$$

Имея в виду (18.103), находим по (18.97') температурный распор:

$$H_t = \frac{\alpha_t \Delta t l}{\delta_{22}}. \quad (18.104)$$

Учет податливости опор

Этот случай показан на рис. 18.37, т. е. будем считать возможным только горизонтальное смещение $2u_0$. Тогда $\Delta_{1u_0} = \Delta_{3u_0} = 0$, а $\Delta_{2u_0} = -2u_0$.

Учитывая (18.97'), получим дополнительный распор от смещений опор:

$$H_u = \frac{2u_0}{\delta_{22}}. \quad (18.105)$$

Учет внутреннего давления

Внутреннее давление p вызывает в арке продольные растягивающие напряжения, которые приводят к удлинению арки:

$$\Delta l = \frac{0,2\sigma_{кц}l}{E}.$$

По аналогии с (18.104) имеем

$$H_p = \frac{0,2\sigma_{кц}l}{E\delta_{22}}. \quad (18.106)$$

Грузовые члены Δ_{1p} и Δ_{3p} обращаются в нуль.

Таким образом, окончательно расчетная схема балочной арки-трубы имеет вид, показанный на рис. 18.39 (изображена половина арки). Вычисление M , P , Q в любом сечении арки не представляет никаких затруднений (начало системы координат расположим в ключевом сечении арки). В соответствии с обозначениями рис. 18.39 имеем:

$$M(x) = M_q + M_0 - \sum H(y-c) + Q_0x; \quad (18.107)$$

$$P(x) = Q_0 \sin \varphi + \sum H \cos \varphi; \quad (18.108)$$

$$Q(x) = Q_0 \cos \varphi - \sum H \sin \varphi, \quad (18.109)$$

где M_q — балочный момент, например, при равноперераспределенной нагрузке $M_q = qx^2/2$. Знаки M_0 и Q_0 приняты по схеме рис. 18.39, эти величины определяются по (18.98) и подставляются в (18.107)—(18.109) со своими знаками.

Сумма $\sum H$ также определяется с учетом знаков при расчете составляющих H по формулам (18.98), (18.104), (18.105) и (18.106).

В заключение заметим, что основными являются две расчетные схемы для трубопроводной арки:

1) труба полностью заполнена перекачиваемым продуктом, имеется температурный перепад Δt , внутреннее давление p , смещение опор (если опоры его допускают);

2) труба заполнена продуктом на половину длины. Этот случай имеет место при заполнении трубы продуктом.

Порядок расчета трубопроводной арки.

1. Определяют диаметр труб (по пропускной способности) и толщину стенки труб δ (по внутреннему давлению).

2. Определяют основные геометрические характеристики арки f и l .

3. Рассчитывают M_0 , Q_0 , H при принятой схеме нагрузки.

4. Определяют по формулам (18.107)—(18.109) наиболее опасное сечение и проверяют прочность труб в этом сечении.

Если прочность их обеспечена, расчет заканчивают. В противном случае изменяют толщину стенки труб, стрелку прогиба f и выполняют повторный расчет.

5. По усилиям M , Q , H в опорных сечениях рассчитывают береговые опоры (устойчивость на сдвиг, опрокидывание и т. п.).

6. Рассчитывают арку на боковую ветровую нагрузку.

7. Выполняют расчеты отдельных узлов и деталей креплений.

Самонесущие висячие трубопроводы

Самонесущий висячий трубопровод представляет нить (трубопровод), подвешенную к двум опорам (рис. 18.40). В схеме *a* переход через естественное препятствие с берегами на одном уровне; схема *б* — берега на разных уровнях, что позволяет обойтись одним пилоном; в схеме *в* — переход через ущелье, пилоны не требуются вообще.

Самонесущие висячие трубопроводы могут применяться для газопроводов диаметром до 100 см; применять их для нефтепроводов нецелесообразно. К настоящему времени построено несколько переходов по схеме жесткой нити, из них все переходы нефтепроводов вышли из строя (либо разрушились, либо пришли в аварийное состояние).

Назначение геометрических размеров и критерий жесткости.

Диаметр и толщину стенки труб будем считать заданными и определенными из условий обеспечения пропускной способности и прочности на внутреннее давление.

Пролет трубопровода l также определяется по ширине препятствий. Таким образом, назначению подлежит начальная стрелка прогиба f_0 в период

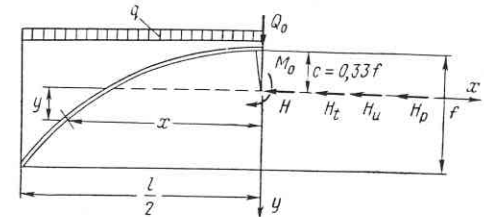


Рис. 18.39. Расчетная схема арки

монтажа трубопровода. Последующее ее изменение будет происходить за счет изменения температуры, внутреннего давления и податливости опор.

Для оценки жесткости нити в механике висячих систем используется отношение напряжений изгиба и растяжения в подвесной системе

$$\psi = \frac{\sigma_{\text{и}}}{\sigma_{\text{н}}} \quad (18.110)$$

Напряжения изгиба в жесткой нити можно определить как для обычной балки:

$$\sigma_{\text{и}} = \frac{48EI f}{5Wl^2}, \quad (18.111)$$

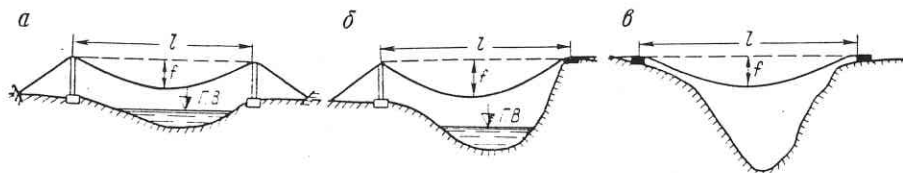


Рис. 18.40. Схемы висячих трубопроводов

а напряжение растяжения с учетом того, что в жесткой нити натяжение уменьшается за счет упругого изгиба,

$$\sigma_{\text{н}} = \frac{ql^2}{8fF} - \frac{48EI}{5l^2F}, \quad (18.112)$$

где I , W , F — соответственно моменты инерции, сопротивления и площадь сечения нити; q — распределенная нагрузка.

Подставив (18.111) и (18.112) в (18.110), получим

$$\psi = \frac{384EIFf^2}{5ql^4W - 384EIWf}. \quad (18.113)$$

При $\psi \leq 0,05$ нить называют гибкой, и жесткость ее не учитывают; при $0,05 < \psi < \infty$ — нить жесткая; при $\psi = \infty$ — нить следует рассматривать как балку.

Статический расчет жесткой нити на начальную нагрузку

В качестве начальной нагрузки принимается вес q единицы длины незаполненного продуктом трубопровода.

Уравнение жесткой нити получается из уравнений равновесия элемента dx , выделенного из нити (рис. 18.41).

Учитывая, что горизонтальные проекции продольных сил P и $P + dP$ (вследствие жесткости элемента они не совпадают с его продольной осью) будут равны распуру H , получим:

из уравнения моментов относительно точки B

$$\sum M_B = H \operatorname{tg} \alpha dx - H dy + q \frac{dx^2}{2} + dM = 0; \quad (18.114)$$

из уравнения проекции сил на горизонтальную ось

$$-H \operatorname{tg} \alpha - q dx + H \operatorname{tg}(\alpha + d\alpha) = 0. \quad (18.115)$$

Выполнив некоторые преобразования этих уравнений, имея в виду, что

$$\operatorname{tg}(\alpha + d\alpha) - \operatorname{tg} \alpha = d \operatorname{tg} \alpha,$$

получим

$$\frac{d^2y}{dx^2} - \frac{d^2M}{dx^2} \cdot \frac{1}{H} = \frac{q}{H}.$$

Учитывая далее, что

$$\frac{d^2M}{dx^2} = EI \frac{d^4y}{dx^4}, \quad (18.116)$$

получаем дифференциальное уравнение жесткой нити

$$\frac{d^4y}{dx^4} - \frac{H}{EI} \frac{d^2y}{dx^2} + \frac{q}{EI} = 0, \quad (18.117)$$

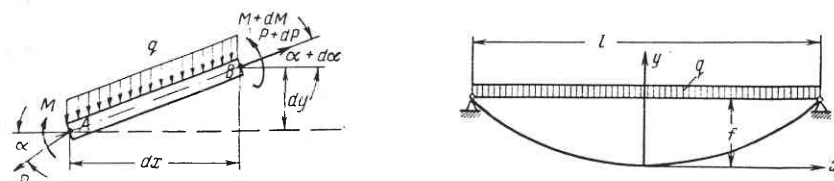


Рис. 18.41. Схема к составлению дифференциального уравнения равновесия жесткой нити

Рис. 18.42. Схема к расчету двухшарнирной жесткой нити

решение которого в общем виде

$$y = C_1 \operatorname{ch} kx + C_2 \operatorname{sh} kx + \frac{qx^2}{2H} + C_3x + C_4, \quad (18.118)$$

где

$$k^2 = \frac{H}{EI}.$$

Произвольные постоянные находим из условия закрепления нити в крайних сечениях.

Рассмотрим наиболее интересное для практики решение, когда нить сначала загружается монтажной нагрузкой q_0 , а затем дополнительной от веса продукта, снега и обледенения q_1 . Суммарная нагрузка $q = q_0 + q_1$.

В период монтажа концы нити не заземлены, и поэтому ее можно считать без каких-либо допущений двухшарнирной нитью (рис. 18.42).

Граничные условия очевидны:

$$x=0, \quad y=y' = 0; \quad x = \pm \frac{l}{2}, \quad M=0. \quad (18.119)$$

Определив C_1 , C_2 , C_3 и C_4 , получим уравнение нити и $M(x)$:

$$y = \frac{q_0}{Hk^2 \operatorname{ch} k \frac{l}{2}} (1 - \operatorname{ch} kx) + \frac{q_0 x^2}{2H}, \quad (18.120)$$

$$M(x) = EI \frac{q_0}{H} \left(1 - \frac{\operatorname{ch} kx}{\operatorname{ch} k \frac{l}{2}} \right). \quad (18.121)$$

Натяжение нити H можно найти следующим образом. Используя формулу (18.112), в первом приближении имеем

$$H(1) = \frac{q_0 l^2}{8f_0} - \frac{48EI}{5l^3}. \quad (18.122)$$

Вторая составляющая этого уравнения есть отношение

$$\frac{M(x=0)}{f_0}. \quad (18.123)$$

Принимая в (18.121) $x = 0$, находим $M(x=0)$ при $H(1)$. По (18.122), подставив полученное M в (18.122) с учетом (18.123), находим новое значение $H(2)$ и т. д. Точность вычисления H уже в третьей итерации вполне достаточна.

После окончания монтажа и соединения концов нити с общим трубопроводом труба загружается дополнительной нагрузкой (продукт, снег, лед и т. п.) q_1 . Напряженное состояние нити при этом можно установить из следующего. Удлинение нити от нагрузки q_1 составит

$$\Delta L_0 = \frac{H_{q_1} l}{EF}, \quad (18.124)$$

где H_{q_1} — распор нити от нагрузки q_1 , принимаемый в первом приближении,

$$H_{q_1} = \frac{q_1 l^2}{8f_0}. \quad (18.125)$$

Общая длина нити с учетом ΔL_0

$$L_0 + \Delta L_0 = l \left(1 + \frac{8}{3} \frac{f_1^2}{l^2} \right), \quad (18.126)$$

а начальная длина ее

$$L_0 = l \left(1 + \frac{8}{3} \frac{f_0^2}{l^2} \right). \quad (18.127)$$

Определяя из (18.126) и (18.127) ΔL_0 и приравнявая ее значению ΔL_0 , полученному по (18.124), находим

$$\Delta f \approx \frac{3}{128} \cdot \frac{q_1 l^4}{EF f_0^2}. \quad (18.128)$$

Прогиб нити с учетом дополнительной нагрузки будет

$$f = f_0 + \Delta f. \quad (18.129)$$

Соответствующее этому прогибу натяжение H_q определим по формуле (18.122), в которой вместо q_0 следует принять $q = q_0 + q_1$, а вместо f_0 — прогиб f по (18.129).

Учет изменения температуры

Изменение температуры нити на Δt приводит к ее удлинению на

$$\Delta L = \alpha_t L \Delta t. \quad (18.130)$$

Используя зависимости (18.126) и (18.127), получим

$$f_{q,t} = \sqrt{f^2 (\alpha_t \Delta t + 1) + \frac{3}{8} \alpha_t l^2 \Delta t}, \quad (18.131)$$

где f — прогиб по (18.129).

Поскольку длина нити увеличилась за счет Δt , распор H уменьшится на величину

$$H_t = \alpha_t EF \Delta t. \quad (18.132)$$

В (18.131) и (18.132) нужно учитывать знак Δt .

Учет внутреннего давления

Внутреннее давление p вызывает удлинение нити на величину

$$\Delta L = \frac{0,2\sigma_{кн}L}{E}. \quad (18.133)$$

Соответственно стрелка прогиба $f_{q,t}$ увеличится по сравнению с (18.131) и составит

$$f_{q,t,p} = \sqrt{f_t^2 \left(1 + \frac{0,2\sigma_{кн}}{E} \right) + \frac{0,3\sigma_{кн}l^2}{4E}}. \quad (18.134)$$

Растягивающее усилие в трубопроводе только от внутреннего давления (будем считать его равным распору H_p) составит

$$H_p = \frac{0,5\sigma_{кн}F}{E}. \quad (18.135)$$

Таким образом, полностью загруженный трубопровод с температурным перепадом и внутренним давлением будет иметь стрелку прогиба, определяемую по (18.134), и распор

$$H_{q,t,p} = H_q + H_p \mp H_t; \quad (18.136)$$

в этом выражении знак «минус» перед H_t принимается при укорочении нити ($\Delta t < 0$), а знак «плюс» — при ее удлинении ($\Delta t > 0$).

Напряжение изгиба найдем по известной формуле

$$\sigma_n = \frac{ED_n}{2} y''.$$

Принимая

$$y = \frac{4f_{t,p}x(L-x)}{L^2}$$

и определяя y'' , получаем

$$\sigma_n = \frac{4ED_n f_{t,p}}{L^2}, \quad (18.137)$$

где L — длина нити, определяемая по формуле (18.127) при

$$f_0 = f_{q,t,p}.$$

Полное напряженное состояние трубопровода будет

$$\sigma_{полн} = \frac{H_{q,t,p}}{F} + \frac{4FD_n f_{q,t,p}}{FL^2}. \quad (18.138)$$

Приведенные выше формулы позволяют рассчитать напряженное состояние и геометрические характеристики жесткой нити в различные периоды ее эксплуатации.

Основные сведения о монтаже арок и висячих трубопроводов

Монтаж арок:

а) на трубопрочном станке гнут необходимое число труб точно в соответствии с расчетной кривизной арки:

б) на монтажной площадке сваривают на полную длину арку, а также собирают на ней все элементы оснастки;

в) подготовленную к установке арку испытывают внутренним давлением, после чего перетаскивают через препятствие на плаву или на плавучих опорах (рис. 18.43). Арку *I* устанавливают сначала в положение *I* и подготавливают ее к подъему. Затем с помощью кранов *2* и подъемника на плавучей опоре *3* арку поднимают (положение *II*);

г) арку закрепляют в опорах.

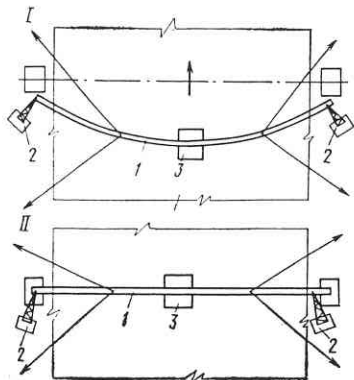
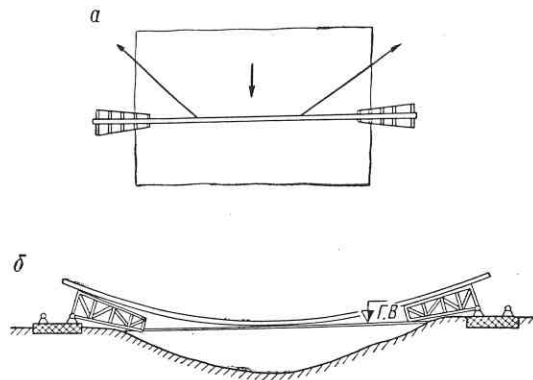


Рис. 18.43. Схема монтажа установки арки в створ

Рис. 18.44. Схема монтажа висячего трубопровода:

а — установка трубопровода в створе; б — подъем пилонов с трубопроводом и закрепление трубопровода



Для удерживания арки при монтаже применяют временные оттяжки. В зависимости от ширины препятствия применяют либо две, либо четыре оттяжки.

Монтаж висячих трубопроводов:

а) готовят опоры под пилоны и анкерные опоры. Обычно устраивают шарнирные опоры, которые позволяют пилонам поворачиваться в шарнире, обеспечивая тем самым линейное перемещение верха пилона при изменении длины трубопровода (температурные и т. п.);

б) протаскивают трубопровод в створ перехода и удерживают на плаву (рис. 18.44). Длина трубопровода определяется расчетом;

в) пилоны закрепляют на шарнирных опорах;

г) с помощью монтажных кранов поднимают пилоны и натяжным устройством создают усилие P_0 в трубопроводе. Натяжение осуществляется через тросовые оттяжки с передачей натяжного усилия на анкерные опоры;

д) по окончании подъема и регулировки стрелки прогиба закрепляют оттяжки в анкерных опорах;

е) присоединяют висячий трубопровод к основной подземной магистрали.

ПОДЗЕМНЫЕ ПЕРЕХОДЫ ТРУБОПРОВОДОВ ПОД ДОРОГАМИ И ДРУГИМИ ИСКУССТВЕННЫМИ ПРЕПЯТСТВИЯМИ

Широкая сеть железных и автомобильных дорог, а также оросительных и судоходных каналов обуславливает необходимость пересечения их трубопроводами. В гл. 16 были приведены общие принципы, позволяющие прогнозировать ожидаемое число препятствий. Однако точное их число, размеры и конструктивные особенности могут быть определены лишь после выбора оптимальной трассы и определения вида и характеристик препятствий.

§ 68. ХАРАКТЕРИСТИКИ ИСКУССТВЕННЫХ ПРЕПЯТСТВИЙ

Наиболее серьезными препятствиями являются железные и автомобильные дороги, судоходные и оросительные каналы, кабели связи и множество других подземных коммуникаций.

Дадим краткие характеристики основным видам препятствий.

Железные дороги применительно к трубопроводному строительству подразделяются на две основные группы: дороги общего назначения и подъездные дороги промышленных предприятий.

Для характеристики автомобильных дорог используется классификация, приведенная в СНиП II-Д. 5—72. Автодороги делятся на пять категорий:

I и II категории — дороги общегосударственного значения, III категория — дороги республиканского и областного значения, IV и V категории — дороги местного значения.

Интенсивность движения (число автомобилей в сутки) составляет: на дорогах I категории — свыше 6000, на дорогах II категории — от 3000 до 6000, на дорогах III категории — от 1000 до 3000, IV категории — от 200 до 1000 и V категории до 200.

Каналы подразделяют на оросительные, деривационные и судоходные с твердым покрытием (каменная отмостка, бетон, железобетон) и без него (грунтовая поверхность откосов и дна каналов).

Оросительные каналы заполнены водой, как правило, в период орошения полей, а судоходные — весь навигационный период. Многие судоходные и несудоходные каналы используются для подвода воды и заполнены ей круглый год. Деривационные каналы, предназначенные для подвода воды к зданиям гидроэлектростанций, заполнены водой круглый год.

Как видно из приведенных особенностей искусственных препятствий, эксплуатация большинства из них при прокладке трубопроводов не должна прекращаться. Кроме того, метод пересечения должен быть, как правило, таким, чтобы препятствие не испытывало ни малейшего воздействия при строительстве перехода. Например, при пересечении железных дорог и автодорог I—III категорий не допускается нарушение насыпи и образование даже минимальных просадок поверхности насыпи (особенно на железных дорогах).

При пересечении оросительных каналов с твердым покрытием не допускается нарушение покрытия. При пересечении любых судоходных и деривационных каналов поверхность дна и откосов не должна нарушаться. В то же время грунтовые оросительные каналы в неполивной период можно пересекать с разработкой ложа канала, но с обязательным (немедленно после окончания работ) восстановлением его поперечного и продольного профиля.

Автодороги IV и V категорий также могут пересекаться с разработкой траншеи и последующим восстановлением профиля дороги. Но при этом должен быть сооружен временный объезд, полностью заменяющий участок дороги, выведенный из эксплуатации.

§ 69. КОНСТРУКЦИИ ПЕРЕХОДОВ

Переход под железной дорогой. В соответствии с СНиП II-45—75 участки трубопроводов под железными дорогами относятся к I категории. Конструктивная схема перехода показана на рис. 19.1. Трубопровод 1 располагается в металлическом футляре 2 (кожух), диаметр которого должен быть больше диаметра основной трубы не менее чем на 200 мм. Основную трубу и кожух покрывают антикоррозийной изоляцией. Кожух должен иметь длину

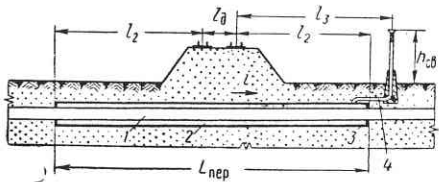


Рис. 19.1. Схема перехода под железной дорогой

где l_2 — расстояние, принимаемое равным 25 м для железных дорог общего пользования и 15 м — для железных дорог промышленных предприятий.

$$L = 2l_2 + l_3,$$

На переходах газопроводов концы кожухов уплотняются таким образом, чтобы была обеспечена герметичность пространства между газопроводом и кожухом. Однако уплотнение должно обеспечивать возможность продольных перемещений внутренней трубы по отношению к кожуху. Эта цель достигается применением различного рода сальников 3.

Для того чтобы в межтрубном пространстве не поднималось давление в случае утечек газа, на одном из концов кожуха вваривают в стенку кожуха трубу 4, которая выводится над поверхностью земли на высоту $h_{св} \geq 5$ м. Расстояние l_3 должно быть не менее 40 м для железных дорог общего пользования и 25 м — железных дорог промышленных предприятий. Для свечи используют трубы диаметром 150 мм при диаметре основного трубопровода 1000—1200 мм.

На переходах нефтепроводов и продуктопроводов вытяжные свечи не устраивают; один конец кожуха заделывается герметично. Кожух укладывают с уклоном $i \geq 0,002$, а на другом конце устраивают выход в специальный колодец для сбора перекачиваемого продукта в случае разрыва основной трубы. При этом из колодца должен предусматриваться выход в отводную трубу для аварийного стока нефти и нефтепродукта в сторону от дороги.

Колодец должен располагаться не ближе 25 м от крайнего к колодцу рельса дороги общего пользования и 15 м — дороги промышленных предприятий.

Переход под автомобильной дорогой (рис. 19.2). Переход имеет аналогичное переходу под железной дорогой конструктивное оформление, но здесь должны учитываться следующие особенности. Кожух применяется только на автодорогах I, II, III и IV категорий.

Для газопроводов кожух должен иметь длину

$$L = 2l_1 + l_3,$$

где $l_1 \geq 10$ м.

Расстояние l_3 принимают равным 25 м.

Для нефтепроводов l_1 принимают для дорог I, II категорий — 10 м, а III и IV категорий — 5 м. Колодцы устраивают только на дорогах I и II катего-

рий, а на дорогах III—IV категорий между трубой и кожухом на концах кожуха делают мягкие водонепроницаемые уплотнения.

На дорогах V категории кожухи на переходах не применяют, соответственно не делают ни колодцев, ни вытяжных свечей.

Переходы трубопроводов оросительных и судоходных каналов нормами СНиП II-45—75 регламентируются лишь в самых общих чертах. Однако в связи с быстрым развитием оросительных систем число таких переходов будет увеличиваться. Отметим, что укладка трубопровода под судоходными каналами должна производиться в кожухе; под несудоходными — может выполняться без кожуха, но таким образом, чтобы состояние каналов с твердым покрытием во время строительных работ не было нарушено. При этом следует иметь в виду, что остановка судоходства по каналам в период навигации не допускается, поэтому конструкция переходов под судоходными каналами будет аналогичной описанным выше конструкциям переходов под железной или шоссевой дорогами.

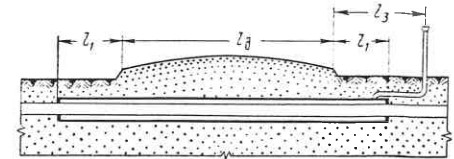


Рис. 19.2. Схема перехода под автомобильной дорогой

Взаимные пересечения трубопроводов осуществляются без применения кожухов. В случае пересечения газопровода с нефтепроводом первый располагают над нефтепроводом. Тем самым уменьшается вероятность разрушения нефтепровода в случае разрыва газопровода, при котором, как правило, происходит взрывообразный выброс грунта.

§ 70. СООРУЖЕНИЕ ПЕРЕХОДОВ

Основным способом сооружения подземных переходов трубопроводов под дорогами является *бестраншейный* способ, исключающий повреждение полотна дороги, а также планового и высотного положения рельсов и твердого покрытия автодорог или каналов.

Бестраншейным способом называют потому, что при прокладке как кожуха, так и трубопровода не устраивают открытой траншеи. Технологическая схема выполнения работ по бестраншейной прокладке переходов включает следующие основные операции:

- подготовительные работы;
- прокладку кожуха под полотном дороги;
- прокладку трубопровода внутри кожуха;
- устройство уплотнений, вытяжной свечи или колодца, отводной канавы.

Подготовительные работы на строительстве переходов под дорогами включают доставку необходимой техники и оборудования, подготовку их к основной операции — прокладке кожуха под дорогой, а также выполнения некоторого объема планировочных и земляных работ.

Основной объем подготовительных земляных работ составляет устройство рабочего и приемного котлованов. Котлованы отрывают на глубину, несколько ниже той, на которой должен укладываться кожух. Рабочий котлован имеет размеры, позволяющие установить в нем все необходимые машины и механизмы и выполнять работы, связанные с укладкой кожуха. Размеры приемного котлована должны быть такими, чтобы в нем можно было выполнить необходимые

монтажные работы по присоединению дополнительных труб перехода или по устройству герметизирующего соединения кожуха с трубой.

Прокладка кожуха под дорогой может быть выполнена различными методами: прокалыванием, продавливанием, горизонтальным бурением и виброударным способом. В исключительных случаях могут применяться методы, используемые в шахтном строительстве, связанные с применением специальной горнопроходческой техники и технологии.

В настоящее время основным является способ горизонтального бурения, наиболее эффективный при прокладке кожухов большого диаметра. При малых диаметрах труб (до 700 мм) могут использоваться способы прокалывания и продавливания. Охарактеризуем некоторые способы прокладки кожуха.

Способ прокалывания заключается в следующем. Лобовую часть кожуха оснащают специальным заостренным наконечником, диаметр которого на 30—40 мм больше наружного диаметра кожуха. С помощью специальных домкратов, установленных в рабочем котловане и упирающихся в заднюю стенку котлована, вдавливают наконечник в грунт. По мере внедрения кожуха в грунт его наращивают дополнительными заранее приготовленными секциями. При таком способе прокладки кожуха требуется очень большое усилие продавливания, так как при внедрении его в грунт происходит уплотнение грунта наконечником, т. е. приходится преодолевать лобовое сопротивление грунта и силу трения наружной поверхности кожуха о грунт.

Как установлено производственным опытом, нажимные горизонтальные усилия P зависят от вида грунта, в котором прокладывается труба, и диаметра последних.

Ориентировочно значение P можно принимать в пределах: для труб D_n до 100 мм — до 40 тс; $D_n = 108 \div 200$ мм — от 50 до 100 тс; $D_n = 220 \div 520$ — от 100 до 200 тс.

Сопротивление грунта внедряющемуся в него наконечнику с трубой можно вычислить по формулам механики грунтов [1], определяя лобовое сопротивление как пассивное давление грунта и учитывая силы трения грунта о поверхность проталкиваемой трубы.

При укладке способом прокалывания следует иметь в виду, что минимальная глубина заложения трубы должна быть 3 м, так как при меньшей глубине поверхность грунта над трубой вспучивается, что совершенно недопустимо при пересечении железных дорог.

Способ продавливания позволяет избежать этого недостатка. Суть продавливания заключается в том, что кожух вдавливается в грунт открытым концом, а поступающий внутрь кожуха грунт удаляется. При этом усилие продавливания определяется в основном силой трения грунта о наружную поверхность кожуха. Принимая закон давления грунта на трубу по рекомендациям [1], можно рассчитать необходимое усилие продавливания. Так, при равномерном давлении грунта

$$P = \gamma_{\text{ест}} h_{\text{ср}} \pi D_n l_{\text{тр}} + P_{\text{лоб}},$$

где $\gamma_{\text{ест}}$ — объемный вес грунта в естественном состоянии; $h_{\text{ср}}$ — расстояние от поверхности грунта (или вершины свода обрушения) до центра трубы; $l_{\text{тр}}$ — длина участка трубы, внедрившейся в грунт; $P_{\text{лоб}}$ — лобовое сопротивление режущей кромки трубы.

Для уменьшения сил трения головную часть трубы оснащают специальным режущим кольцом, имеющим диаметр на 30—40 мм больше диаметра основной

трубы. Усилие продавливания создается домкратами, установленными в специальном котловане.

На рис. 19.3 показана схема прокладки кожуха продавливанием под дорогой. Котлован 2 имеет упорную стенку 1, способную воспринимать усилие P . Домкрат 3 передает нажимное усилие P через специальный нажимной патрубок 4 на трубу-кожух 5, для приема которого за дорогой отрывается приямок 6.

Грунт из трубы удаляется механическими приспособлениями или гидро-разрывом с последующей откачкой пульпы. Во избежание размыва полотна

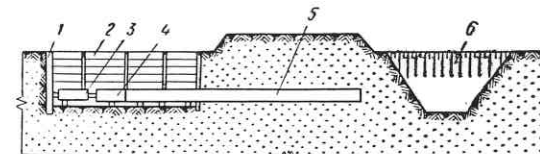


Рис. 19.3. Схема прокладки кожуха под дорогой продавливанием

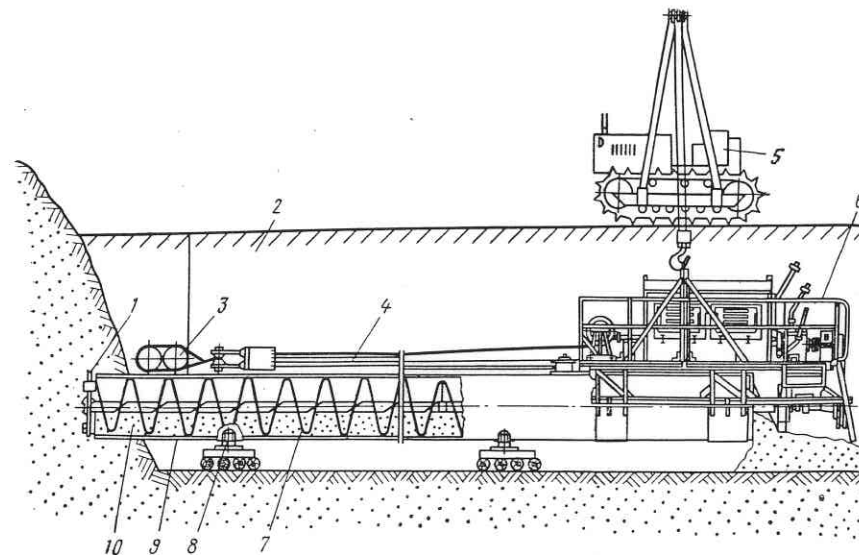


Рис. 19.4. Схема горизонтального бурения

гидро-разрыв нельзя применять при пересечении железных и автомобильных дорог I—III категорий. С помощью метода продавливания можно прокладывать трубы диаметром до 1400 мм. Однако следует иметь в виду, что этот метод позволяет проходить за одну смену лишь 2—3 м при диаметре труб 1000—1200 мм. Усилия продавливания при этом достигают от 140 до 300 тс

Основным недостатком описанных методов прокладки труб под дорогами является необходимость либо постепенного наращивания длины внедряемых в грунт труб, либо наращивание толкающих элементов, поскольку длина хода поршней домкратов колеблется в пределах 1—2 м.

Способ горизонтального бурения позволяет прокладывать кожух сразу на полную длину.

В створе перехода отрывают рабочий котлован 2 (рис. 19.4), в котором размещают прокладываемый кожух 9. Кожух укладывают на ролики 8 точно по оси перехода как в вертикальной, так и в горизонтальной плоскостях. Рабочий котлован имеет форму траншеи, длина которой на 10 м больше длины кожуха, а ширина по низу на 1 м больше диаметра кожуха и по верху на 1,5 м больше ширины силовой установки 6, закрепленной на трубе-кожухе и перемещающейся вместе с ним по мере его внедрения в грунт.

Внутри кожуха помещают буровой инструмент 1 и шнековый транспортер 7. Буровой инструмент режет грунт впереди трубы, при этом скважина получается несколько больше, чем диаметр кожуха. Грунт, поступающий в кожух, перемещается по кожуху шнековым транспортером 7, который одновременно приводит во вращение и режущую головку бурового инструмента 1. Сам транспортер вращается силовой установкой 6.

Установка 6 крепится к трубе с помощью сцепного устройства и удерживается в необходимом положении трубоукладчиком 5. Подача кожуха вперед осуществляется с помощью лебедки, совмещенной с силовой установкой, усилие от которой передается через тросы 4 на опору 3. Опора представляет собой одну-две трубы диаметром 400—500 мм, помещенных в специально открытую траншею длиной до 10 м. Разрабатываемый грунт 10 из трубы высыпается в рабочий котлован.

В курсе «Машины для трубопроводного строительства» подробно рассмотрены характеристики и элементы установок для горизонтального бурения. Мы отметим здесь, что в настоящее время используются установки УГБ-2, ГБ-1421, ГБ-1422, позволяющие прокладывать трубы (кожухи) диаметрами 1220 и 1420 мм с регулируемой скоростью проходки от 0,3 до 10 м/ч при осевом усилии без полиспаста до 8 тс. С полиспастом осевое усилие может достигать 80 тс.

После укладки кожуха в него протаскивают заранее подготовленный рабочий трубопровод. Подготовка включает проверку качества всех сварных стыков методами физического контроля, гидравлическое испытание в соответствии с требованиями СНиП II-45—75, изоляцию и футеровку. На трубопроводе закрепляют роликовые или иные предусмотренные проектом опорные устройства. Эти устройства облегчают процесс протаскивания трубопровода в кожух и фиксируют его положение таким образом, чтобы исключался электрический контакт между кожухом и трубопроводом.

После протаскивания устанавливают сальники, вытяжные свечи, оборудуют приемные колодцы, отводящие каналы, полностью восстанавливают начальное состояние придорожных сооружений, а также ландшафт местности.

На последнее должно обращать особое внимание, так как невозстановленный рельеф начинает интенсивно деформироваться под влиянием дождей, ветра и других климатических факторов.

Раздел седьмой

ОЧИСТКА ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ И ИСПЫТАНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ

Глава 20

ОЧИСТКА ТРУБОПРОВОДА

При строительстве внутри трубопровода попадают грунт, вода, различные предметы, инструмент, на внутренней поверхности трубы имеется окалина, иногда ржавчина. Если не удалить их, то при эксплуатации трубопровода может произойти закупорка трубопровода в одном или даже в нескольких местах; неудаленные предметы, если даже и не закупорят трубы, могут вывести из строя оборудование перекачивающих станций, качество перекачиваемого продукта будет низким в результате его загрязнения. Поэтому перед сдачей в эксплуатацию, обычно перед испытанием на прочность, трубопровод должен быть полностью очищен не только от крупных посторонних предметов, но и от грязи и даже пыли. Только в этом случае качество очистки можно считать хорошим, а внутреннюю полость подготовленной к перекачке продукта.

§ 71. СХЕМЫ ОЧИСТКИ ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ ТРУБОПРОВОДА

Очистка проводится после выполнения всех сварочно-монтажных, изоляционно-укладочных и земляных работ, т. е. линейная часть трубопровода должна быть практически подготовлена к перекачке продукта: при подземной схеме — трубопровод уложен в траншею и засыпан грунтом, при наземной — уложен и обвалован грунтом, при надземной — уложен на опоры и закреплен.

В настоящее время основным способом очистки внутренней полости является продувка по трубопроводу с большой скоростью воздуха или газа с одновременным пропуском по нему специальных очистных устройств, называемых поршнями.

Кроме продувки, применяют способ промывки внутренней полости водой с пропуском поршня впереди движущейся воды.

Однако следует отметить, что при этом методе очистки требуется большое количество воды, которая загрязняется и неочищенной сбрасывается в водоемы. Таким образом, при всех положительных производственных и технологических сторонах метода, нельзя не учитывать ущерб, наносимый при его применении окружающей среде. Продувка газом также приводит к загрязнению атмосферы, а кроме того, и к непроизводительным потерям газа, что тоже необходимо учитывать. С этих точек зрения предпочтительной является продувка воздухом.

Продувка воздухом или газом

Очистка продувкой осуществляется до врезки линейной арматуры (кранов, задвижек), а также других узлов, мешающих проходу очистного поршня. Крупные переходы через водные преграды очищают и испытывают отдельно.

Продувка воздухом может выполняться независимо от того, закончено строительство других участков или нет, т. е. любой готовый участок трубопровода может быть сразу же очищен. Очистка газом требует больших объемов газа, поэтому она может выполняться последовательно по мере ввода участков от начальной точки газопровода по направлению к конечной. Можно использовать также и параллельные газопроводы, если они находятся рядом с вновь строящимся трубопроводом.

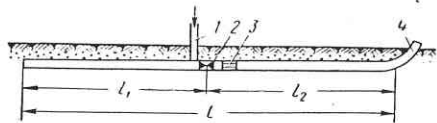
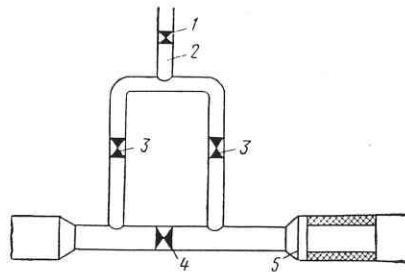


Рис. 20.1. Схема продувки

Рис. 20.2. Узел подключения



Продувка воздухом. Для продувки трубопровода требуются большой расход и высокое давление воздуха, чтобы сила давления на поршень обеспечивала его движение со скоростью до 60 км/ч. Ни одна из имеющихся в настоящее время конструкций передвижных компрессоров не может обеспечить столь большой расход воздуха при давлении до 6 кгс/см². Поэтому все схемы продувки включают два участка трубопровода — накопитель воздуха (иначе его называют ресивером) и продуваемый участок. На рис. 20.1 показана схема продуваемого участка трубопровода длиной L . Участок L делится на два длины l_1 и l_2 . Один из них (участок l_1) используется в качестве баллона — накопителя (ресивера), другой (участок l_2) — продувается. Через патрубок 1 в накопитель нагнетается воздух под давлением: 10—12 кгс/см² при $D_{\text{вн}} = 20 \div 40$ см, 10—8 кгс/см² при $D_{\text{вн}} = 50 \div 80$ см и 8—6 кгс/см² при $D_{\text{вн}} = 100 \div 140$ см. Соотношение длин ресивера составляет обычно 1 : 1.

После заполнения ресивера открывают кран 2, и воздух поступает в продуваемый участок l_2 , где уже находится поршень 3. Под давлением воздуха поршень начинает двигаться, очищая трубопровод, и вылетает в специальный патрубок 4. Продувка продолжается до тех пор, пока из патрубка не будет идти чистый воздух. Рассмотрим основные зависимости, характеризующие процесс продувки.

Сила от давления воздуха p_v на поршень в момент открытия крана 2 составляет

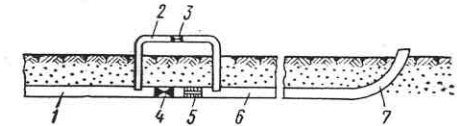
$$P = \frac{p_v \pi D_{\text{вн}}^2}{4}$$

Поскольку давление воздуха за поршнем в начальный момент можно принять равным нулю, то, например, сила давления воздуха при $p_v = 10$ кгс/см² и $D_{\text{вн}} = 100$ см составляет около 78,5 тс, что позволяет не только проталкивать поршень, но и собирающиеся впереди поршня грунт, воду, различные предметы. По мере продвижения поршня по трубе давление в ресивере снижается; оно снижается и в продуваемом участке. Так, если $l_1 = l_2$, то при достижении поршнем конца участка l_2 давление в обоих участках уравновесится и составит $0,5 p_v$. В первом приближении падение давления при движении поршня можно

считать линейным, изменяющимся от p_v до $0,5 p_v$ в зависимости от пройденного поршнем расстояния.

По окончании продувки участка l_2 поршень помещают в конец участка l_1 , а участок l_2 используют как ресивер. Таким образом очищается весь участок L . В начале участка l_1 приваривают отвод для выпуска поршня. Узел подключения схематично представляет конструкцию, показанную на рис. 20.2. Воздух подводится по патрубку 2 от компрессоров через кран 1. Краны 3 могут обеспечить его закачку в любой из участков l_1 или l_2 (см. рис. 20.1). Кран 4 открывают

Рис. 20.3. Схема продувки газом



после заполнения ресивера и установки поршня в другой участок. Поршень устанавливается до соединения стыка 5.

Продувка газом. При продувке газом исключительное значение приобретают вопросы техники безопасности. Ни в коем случае нельзя, как при продувке воздухом, подавая газ, сразу начинать движение поршня. При этом образуется взрывоопасная газоздушная смесь, и от искр, которые возникают при движении поршня и мусора, смесь может взорваться. Поэтому прежде чем начать продувку, необходимо заполнить весь очищаемый участок газом, вытеснив воздух.

Причем заполнение должно быть выполнено так, чтобы искра не могла возникнуть. Это достигается следующим образом.

Участок 1 (рис. 20.3), который уже очищен и заполнен газом с необходимым давлением, подключают к очищаемому участку 6. Между обоими участками устанавливают кран 4. Кроме того, оба участка соединяют обводной линией 2 из труб малого диаметра; на линии имеется кран 3. Поршень 5 размещают, как показано на рисунке. Открывая кран 3, постепенно заполняют трубопровод 6, вытесняя воздух. По пробе смеси на выходе из патрубка 7 определяют содержание кислорода в смеси. Продувку можно начинать только тогда, когда в смеси будет менее 2% кислорода. После вытеснения воздуха продувка газом осуществляется так же, как и воздухом. Открыв кран 4, дают доступ газа к торцу поршня, который приходит в движение.

Промывка водой

Промывка внутренней полости труб водой является весьма перспективным методом очистки. При этом решаются одновременно две задачи: трубопровод очищается от посторонних предметов и грязи и заполняется водой для гидравлического испытания.

Сущность метода заключается в следующем. В трубу 1 в начале испытываемого участка вводят мягкий поршень 3 из пенополиуретана или иного материала (рис. 20.4). Затем через патрубок 2 в трубопровод подают воду, и поршень приходит в движение, очищая полость трубы и толкая собравшийся мусор впереди себя. Поршень продвигается со скоростью 0,4—1,2 км/ч при давлении до 2 кгс/см². Длина участков, промываемых за один проход очистного поршня, может достигать 50 км. Если перед поршнем собирается много мусора, то поршень может остановиться. В этом случае давление увеличивается и может

достичь 15—25 кгс/см², после чего обычно движение поршня возобновляется. В отличие от очистки продувкой с пропуском металлического поршня промывка водой позволяет получить лучшее качество очистки.

Очистка протаскиванием очистного устройства

Этот способ можно применять при очистке подводных переходов, по которым пропускать поршни не рекомендуется. Суть способа заключается в следующем. Еще до укладки трубопровода по дну подводной траншеи внутрь его протаски-

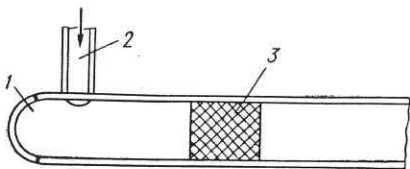


Рис. 20.4. Схема промывки водой

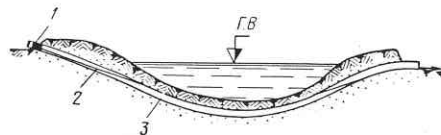


Рис. 20.5. Схема очистки протаскиванием скребка

вают трос. Диаметр троса рассчитывается на наибольшее усилие протаскивания внутри трубопровода очистного устройства (рис. 20.5).

К концу троса 2 прикрепляют очистное устройство 1, которое протаскивают с помощью троса по трубопроводу 3. В качестве тягового средства может быть использован трактор или лебедка. Очистное устройство должно иметь достаточно прочную конструкцию, рассчитанную на усилие P , и в то же время плотно прилегать к внутренней поверхности труб. Для более качественной очистки полости к жесткому очистному устройству можно последовательно на некотором расстоянии от него (до 10 м) подсоединить мягкий поршень из пенополиуретана, имеющего конструкцию типа поршня ДЗК (конструкция так названа по именам ее авторов — Димера А. И., Зубова Н. М. и Климовского Е. М.).

Этот метод очистки надежен и достаточно прост. Во всяком случае, он проще других методов.

Глава 21

ИСПЫТАНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ

Несмотря на то, что в процессе строительства за всеми технологическими операциями осуществляется строгий контроль, высокая эксплуатационная надежность трубопровода может быть гарантирована лишь после испытания на прочность всей линейной части, различных узлов, подключений и т. д. Как уже отмечалось в гл. 1, испытательное давление устанавливается в зависимости от категории участков (см. приложение 1). Участки категории В и I в обязательном порядке предварительно испытывают гидравлическим способом, а затем лишь в составе всего трубопровода. Причем испытательное давление участков В и I составляет $p_{исп} = 1,25 p_{раб}$, а для подводных переходов категории В $p_{исп} = 1,25 p_{раб}$. Остальные участки трубопроводов испытывают один раз давлением $p_{исп} = 1,1 p_{раб}$. Эти требования установлены СНиП II-45-75 и СНиП III-Д.10-72, и выполнение их обязательно.

§ 72. ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОЦЕССА ИСПЫТАНИЯ НА ПРОЧНОСТЬ

Требования СНиП о величине испытательного давления характеризуют тот подход к вопросам прочности трубопроводов, который считается к моменту составления этих норм достоверным. Однако это не означает, что не может быть иного подхода к вопросам прочности.

Что такое испытание на прочность?

При расчете трубопровода, его элементов и узлов в качестве исходных данных принимаются какие-то характеристики материалов (временное сопротивление, предел текучести, допускаемые напряжения и т. п.), определенные геометрические размеры, условия работы, коэффициент запаса, учитывающие различные отклонения расчетных параметров. Таким образом, расчетная прочность — это характеристика, учитывающая все предполагаемые факторы, которые могут привести к разрушению трубопровода. Однако проверить соответствие расчетной прочности действительной можно только методом, который интегрально учитывал бы все перечисленные выше характеристики и условия эксплуатации. Таким методом в определенной мере и является испытание внутренним давлением. При испытании выявляются такие дефекты в конструкциях и материале, которые при всей строгости пооперационного контроля практически обнаружить не удастся.

Именно этим и объясняется тот факт, что при испытаниях трубопроводов более половины всех случаев разрывов труб, стыков и т. п. происходит еще до того, как испытательное давление вызовет в материале (по расчетным данным) напряжения, близкие к пределу текучести. Казалось бы, откуда разрушения, если все без исключения трубы на заводе-изготовителе испытывают внутренним давлением, все стыки (или большинство из них) контролируют физическими методами. Вопрос, очевидно, заключается во времени, в течение которого сохраняется испытательная нагрузка. Трубы на заводе испытывают давлением, вызывающим в материале труб напряжения, близкие или равные пределу текучести. Однако время, в течение которого сохраняется такое давление, не превышает одной минуты. Кроме того, испытание внутренним давлением на заводе позволяет проверить трубу только в кольцевом направлении. В реальных условиях в трубе имеют место как кольцевые, так и продольные напряжения. Труба работает в сложном напряженном состоянии, время испытания достигает иногда нескольких десятков часов. Если в каком-либо месте трубы имеется, например, микротрещина, то при заводском испытании она раскрыться не всегда успевает. При длительном испытании в условиях сложного напряженного состояния микротрещина успевает раскрыться, что и приводит к разрушению труб при испытании в натуральных условиях.

Таким образом, можно сказать, что испытание трубопровода — это проверка его расчетной прочности в течение времени, необходимого и достаточного для того, чтобы не обнаруженные ранее дефекты были обязательно выявлены в процессе испытаний. Под дефектами понимаются в данном случае лишь такие, которые приводят к разрушению труб.

Величина испытательного давления

В главе СНиП II-45-75 в специальном примечании оговаривается, что испытательное давление не должно вызывать в металле напряжений более 0,9—1,0 предела текучести. В этом вопросе мы опять сталкиваемся с некоторым

расхождением основного требования, положенного в основу расчета прочности по СНиП II-45—75 — использование в качестве основной расчетной характеристики предела прочности $\sigma_{пр}$, величины значительно большей, чем σ_T . В то же время СНиП II-45—75 не допускает ни в какой из стадий работы трубопровода напряжений, хотя бы незначительно превышающих предел текучести. Таким образом, существующими нормами величина испытательного давления $P_{исп}$ жестко лимитируется требованием:

$$\sigma_p = f(P_{исп}) \leq \sigma_T, \quad (21.1)$$

где σ_p — расчетное напряжение в стенке трубы в произвольном сечении трубопровода.

Определим величину рабочего и испытательного давления по формулам

$$P_{раб} = \frac{2\sigma'_{кц} \delta}{nD_{вн}} \quad \text{и} \quad P_{исп} = \frac{2\sigma''_{кц} \delta}{nD_{вн}}, \quad (21.2)$$

где δ — толщина стенки; $D_{вн}$ — внутренний диаметр трубы; n — коэффициент перегрузки; $\sigma'_{кц}$, $\sigma''_{кц}$ — соответственно кольцевые напряжения при рабочем и испытательном давлениях.

Из (21.2) видно, что при одинаковых для $P_{раб}$ и $P_{исп}$ значениях δ , n , $D_{вн}$ отношение $\frac{P_{исп}}{P_{раб}}$ определяется соотношением кольцевых напряжений, т. е.

$$\frac{P_{исп}}{P_{раб}} = \frac{\sigma''_{кц}}{\sigma'_{кц}}. \quad (21.3)$$

Эта формула имеет важное значение, так как она позволяет установить, какой уровень напряжений будет достигнут при испытаниях на прочность. Покажем это на примере. Рассмотрим трубопровод, проложенный в нормальных условиях:

Принимая

$$\sigma'_{кц} = \frac{R_2^m}{k_2 k_n},$$

при минимальных значениях m , k_2 и k_n получим $\sigma'_{кц} = 0,82\sigma_T$. Рассмотренный участок относится к IV категории, испытательное давление для которых составляет $P_{исп} = 1,1 P_{раб}$. Из (21.3) видно, что для достижения $\sigma''_{кц} = \sigma_T$ необходимо испытательное давление $P_{исп} = 1,22 P_{раб}$, т. е. при $P_{исп} = 1,1 P_{раб}$ предел текучести не будет достигнут. Аналогичные результаты получаются и для участков трубопровода более высоких категорий. Это достигается использованием более высоких значений коэффициентов m , k_2 , k_n . Например, для категории В $m = 0,6$, $k_n = 1,1$, $k_2 = 1,2$; соответственно $\sigma'_{кц} = 0,46\sigma_T$. Испытательное давление по СНиП для категории В должно приниматься равным $1,5 P_{раб}$. Если принять $\sigma''_{кц} = \sigma_T$, то $P_{исп} = 2,1 P_{раб}$. Как видно, и в этом случае $P_{исп} < P_{исп}$, вызывающего напряжения, равные пределу текучести. Таким образом, испытательное давление, как правило, не вызывает в трубопроводе напряжений, близких к пределу текучести.

Между тем в мировой практике все большее число трубопроводов испытывается давлениями, вызывающими напряжения, равные и даже большие предела текучести. Так, в США более 30% длины трубопроводов испытывается при напряжениях $(0,9-1)\sigma_T$, около 30% — при напряжениях $(1-1,1)\sigma_T$ и 15—20% — при напряжениях более $1,1\sigma_T$.

Что дает такой метод испытаний? Как показывают экспериментальные исследования и результаты испытаний в натурных условиях при $\sigma \geq \sigma_T$, количество выявленных скрытых дефектов значительно больше, чем при обычных испытаниях.

Однако при этом необходимо иметь в виду, что создание напряжений, равных или превышающих предел текучести, может привести к снижению пластических свойств материала труб. Поэтому для труб, материал которых не обладает четко выраженным свойством пластичности, при испытаниях необходимо доводить $\sigma''_{кц}$ до $0,9\sigma_T$, а для труб, обладающих таким свойством, до σ_T . Участки категорий В и I необходимо испытывать при $\sigma''_{кц} > 0,9\sigma_T$. Такой подход может гарантировать более высокий уровень надежности трубопровода как на отдельных участках, так и в целом.

Время испытания

Вопрос о том, сколько времени нужно выдерживать трубопровод под испытательным давлением, является очень важным. Экспериментами установлено, что увеличение времени испытания при каком-либо постоянном давлении позволяет выявить большее число дефектов. Но с чисто технологических позиций чрезмерное увеличение продолжительности испытания усложняет выполнение этой операции. Должен быть выбран оптимальный режим испытаний, который позволил бы достаточно просто, но с высокой степенью достоверности охарактеризовать действительную несущую способность трубопровода.

Испытания на прочность должны продолжаться на участках II, III и IV категорий при испытании воздухом или газом 12 ч, при испытании водой — 6 ч. Испытания участков I категории проводятся дважды: первый раз отдельно в течение 2 ч, а второй — в составе всего трубопровода.

В институте Battelle Memorial (США) в результате испытания на прочность труб диаметром 914 мм и толщиной стенки 9,9 мм были получены интересные данные. На трубах делались надрезы длиной 84 мм и глубиной до 5 мм с целью создать дефекты. Трубы испытывались под давлением, вызывавшим напряжения $\sigma''_{кц} = 1,02\sigma_T$ в течение 24 ч. Было зафиксировано незатухающее пластическое течение в вершине надреза, а после снятия давления была обнаружена трещина. Вполне вероятно, что при более длительном сохранении этого давления произошло бы разрушение дефектного места.

После обследования дефектного места давление было поднято до значений, при которых напряжения составляют $0,9\sigma_T$, и в течение 6 месяцев, пока удерживалось это давление, деформации дефектного участка были упругими. Затем подняли давление, и при напряжениях $\sigma \approx 1,03\sigma_T$ трубы разрушились.

Как этот эксперимент, так и изучение реальных испытаний показывает, что длительность испытаний весьма заметно влияет на более полное выявление дефектных мест. Однако следует отметить, что при повторных испытаниях в некоторых случаях разрушение труб происходило при меньших давлениях. Это, по-видимому, можно объяснить некоторым снижением пластических свойств металла в результате первого испытания. В то же время опыт показывает, что повторное загрузенне трубопровода рабочим давлением, которое на 15—20% ниже испытательного, не вызывает разрушений.

Таким образом, можно сказать, что время испытания должно быть достаточно длительным; во всяком случае оно не может уменьшаться по сравнению с нормами, определенными СНиП. Проведение специальных исследований в этом направлении позволит дать более обоснованные рекомендации. Можно

отметить, что повторные испытания следует проводить при давлениях, снижающих на 8—10% напряжения по сравнению с напряжениями при первом испытании.

Особенности испытания газопроводов, нефте- и нефтепродуктопроводов воздухом и водой

Профиль любого магистрального трубопровода практически копирует рельеф местности. Если испытание проводится воздухом, то давление по всей длине испытываемого участка будет мало зависеть от профиля, поскольку изменением давления в различных его точках за счет массы газа можно пренебречь.

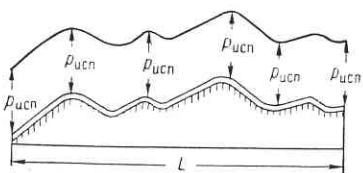


Рис. 21.1. Копирование испытательным давлением профиля

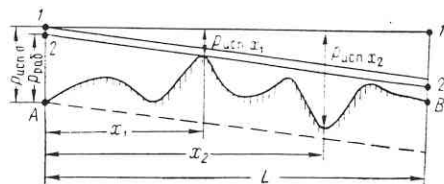


Рис. 21.2. Схема распределения давления при гидравлическом испытании в пересеченной местности

Линия давления воздуха будет копировать профиль трубопровода, и все его сечения будут испытаны одинаковым давлением (рис. 21.1).

Поэтому для газопроводов испытание воздухом является наиболее целесообразным.

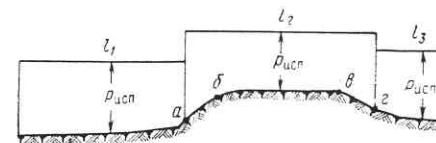
Если испытывать таким же способом нефтепровод, то все его сечения также будут испытаны постоянным давлением, т. е. как показано на рис. 21.1. Однако при эксплуатации гидростатическое давление, например, при закрытой задвижке на вход в насосную станцию (НС) в конце участка L (рис. 21.2) и работающих насосах на НС в начале участка L установится с уровнем 1—1. К чему это приведет, понятно из рис. 21.2. Если $p_{исп}$ в сечении A равно расчетному испытательному давлению, то в зависимости от высотных отметок испытательное давление будет меняться по длине участка L . Так, в сечении x_1 $p_{исп x_1}$ будет намного меньше, чем $p_{исп 0}$, а в сечении x_2 — намного больше, т. е. в сечении x_1 трубы будут недоиспытаны, а в сечении x_2 даже бездефектные трубы могут быть разрушены испытательным давлением. Линия падения давления в трубопроводе показана наклонной прямой 2—2. Если испытательное давление должно быть в 1,1—1,25 больше рабочего, то и линия испытательного давления должна быть параллельной линии 2—2, как показано на рис. 21.2. Поскольку давление как рабочее, так и испытательное будет по длине L неодинаковым, то соответственно и толщина стенки труб должна быть различной в зависимости от величины рабочего давления. На практике при строительстве нефтепродуктопроводов применяют раскладку труб с различной толщиной стенки.

В последние годы получило распространение гидравлическое испытание газопроводов. Из рассмотренных примеров ясно, в какую ошибку можно впасть, если не учитывать зависимость испытательного давления гидравлического способа от рельефа местности. Для газопроводов гидравлический способ можно применить только в тех случаях, когда рельеф местности имеет равнинный

характер, без существенных перепадов высот. Однако, учитывая безопасность, обеспечиваемую гидравлическим методом испытания, иногда его применяют и при холмистом рельефе (рис. 21.3). Выбирают участки с примерно однотипным рельефом (l_1, l_2, l_3 и т. д.), и каждый из них самостоятельно испытывают. Правда, в этом случае часть труб будет испытана повышенным давлением по сравнению с расчетным, например на участках ab и ac .

При выборе метода испытания перечисленные особенности необходимо иметь в виду.

Рис. 21.3. Схема гидравлических испытаний при холмистом рельефе



§ 73. ТЕХНОЛОГИЯ ИСПЫТАНИЯ НА ПРОЧНОСТЬ

Гидравлическое испытание

При гидравлическом испытании обычно в качестве заполняющей жидкости применяется вода, свободная от механических примесей (ил, песок и т. д.). Протяженность испытываемых одновременно участков выбирается в соответствии с рельефом местности с таким расчетом, чтобы все трубы были испытаны необходимым давлением, а на участках, где имеются провалы рельефа, давление не оказалось чрезмерно большим. Поэтому разбивка трубопровода на участки при испытании должна выполняться по конкретному профилю.

Заполнение испытываемого участка водой

Трубопровод заполняется водой наполнительными агрегатами через узлы подключения. Одновременно с наполнительным (НА) подключается и опрессовочный ОА агрегат (рис. 21.4). Одна из возможных схем подключения опрессовочных и наполнительных агрегатов показана на рис. 21.4. От одного узла осуществляется заполнение двух участков 1 и 7 трубопровода. Узел подключения позволяет с помощью задвижек 2, 3, 4, 5, 6 выполнять необходимые переключения для заполнения сначала участка l_1 , затем l_2 и для создания испытательного давления.

При заполнении испытываемых участков водой необходимо недопускать образования воздушных пузырей, которые могут образоваться на выпуклых участках рельефа (рис. 21.5). Для выпуска собирающегося воздуха на выпуклых участках трассы устанавливают воздуховыпускные краны 1, 2 и т. д. (рис. 21.5). После заполнения трубопровода водой испытание начинается не сразу, а через несколько часов. Это необходимо для того, чтобы дать возможность мелким пузырькам воздуха собраться на выпуклых участках. Открыв воздушные краны, выпускают воздух, при этом подкачивают в трубопровод необходимое количество воды. Краны должны оставаться открытыми до тех пор, пока из них не пойдет вода без воздуха. В начале и в конце испытываемого участка, а также в некоторых промежуточных точках, в которых необходимо контролировать фактическое испытательное давление, устанавливают измерительную аппаратуру.

Испытание на прочность

Давление поднимается наполнительными агрегатами до допускаемой его техническими возможностями величины. Затем наполнительный агрегат отключают и одновременно включают опрессовочный агрегат, который и поднимает давление до расчетной величины. После этого опрессовочный агрегат отключают, закрывают задвижки, начинается собственно испытание (в соответствии СНиП это время должно быть не менее 6 ч). В конце испытания давление в контролируемых точках должно оставаться неизменным. Если это условие

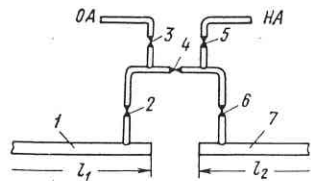


Рис. 21.4. Схема подключения опрессовочных и наполнительных агрегатов

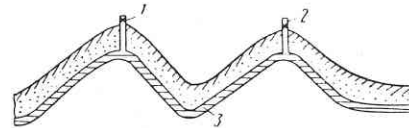


Рис. 21.5. Схема установки воздуховыпускных кранов

выполняется, то давление снижается до рабочего и проверяется герметичность трубопровода.

Иногда до подъема давления до расчетной величины или в период выдержки испытательного давления случаются разрывы. При каждом разрыве заменяют трубы разрушенного участка новыми, а испытание повторяют. Давление при испытании контролируется пружинными манометрами, имеющими класс точности 0,1—0,2.

Проверка на герметичность и освобождение трубопровода от воды

Эта проверка заключается в измерении снижения рабочего давления в течение определенного промежутка времени, а также времени, необходимого для тщательного осмотра всей трассы с целью обнаружения возможных мест утечек. Если даже визуально мест таких утечек не обнаружено, а давление по показаниям манометров снижается, то необходимо выяснить причину снижения давления. Видимыми признаками являются выход воды на поверхность грунта, образование промоин, выброс грунта из траншеи, появление пены на пересечениях обводненных участков. При обнаружении утечек линейные задвижки или краны перекрывают с обеих сторон от места повреждения, выпускают из отключенного участка воду и заменяют дефектные трубы новыми. Все вопросы, связанные с остановкой испытаний, удалением дефектных мест и т. п. решает специальная комиссия по проведению испытаний.

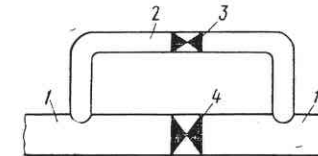
После окончания испытаний и проверки герметичности необходимо удалить воду из трубопровода. Вода обычно скапливается на вогнутых участках 3 (см. рис. 21.5). Полностью вода может быть удалена только с применением мягких поршней-разделителей. В трубопровод нагнетают воздух; в зоне контакта воздуха с водой помещается поршень, который полностью выталкивает воду из трубопровода.

Испытание воздухом или газом

Особенности заполнения трубопровода газом были рассмотрены в § 72. Здесь мы рассмотрим непосредственно технологию проведения испытания на прочность и проверку на герметичность.

Давление поднимают постепенно со скоростью не более 3 кгс/см² в час. После достижения давления, составляющего 0,3 от расчетного, подъем давления прекращают и осматривают трассу. Если никаких признаков нарушения герметичности труб и соединений не обнаружено, то давление поднимают до

Рис. 21.6. Схема обвязки линейных кранов при испытании



$P_{исп}$ и проводят собственно испытание на прочность. Особенностью пневматического испытания является то, что трубопровод 1 (рис. 21.6) заполняют воздухом при закрытом линейном кране 4, для чего устраивают обводную линию малого диаметра 2 с краном 3. Выдержка испытательного давления проводится также при закрытом кране 4 в течение 6 ч. Затем кран 3 перекрывают, открывают линейный кран 4 и выдерживают трубопровод еще 6 ч. В течение этого времени допускается снижение давления на 1% от полной величины. Это условие требует некоторой расшифровки. Дело в том, что температура газа в начале и в конце испытаний, т. е. за минимум 12 ч, может измениться, соответственно может измениться и давление.

Учитывая известные зависимости между абсолютной температурой газа T и давлением при постоянном объеме, получим формулу для определения потери давления:

$$\Delta p = 1 - \frac{P_{кон} T_{нач}}{P_{нач} T_{кон}}, \quad (21.4)$$

где $T_{нач}$, $T_{кон}$ — абсолютные температуры газа соответственно в начале и конце испытания; $P_{нач}$, $P_{кон}$ — давления в начале и конце испытания.

Отметим, что чем больше диаметр труб и чем длиннее испытываемый участок, тем большее количество газа может уйти из него в счет 1% допустимого снижения давления. Следовательно, на трубах большого диаметра может быть оставлено большее число дефектов, не замеченных при испытании.

Для того чтобы обнаружить места утечек, в газ или воздух добавляют сильно пахнущее вещество — одорант, по запаху которого находят дефектные участки. Однако это не должно заменять более жесткие требования, которые должны предъявляться к трубопроводам больших диаметров. Для установления допускаемых потерь в зависимости от диаметра труб и длины испытываемого участка должны быть проведены специальные исследования в процессе проведения испытаний. Только результаты таких исследований могут быть положены в основу нормативных допусков на величину Δp .

Особенности испытания участков категории В и I

Участки трубопроводов категории В и I должны подвергаться предварительному гидравлическому испытанию давлением $P_{исп} = 1,25 P_{раб}$, а подводные переходы категории В — $P_{исп} = 1,5 P_{раб}$. Эти участки испытываются до засыпки

труб, а подводные — до укладки в подводную траншею. Испытание проводят только гидравлическим способом. Рассмотрим сначала особенности испытания подводных трубопроводов.

Испытание проводится на берегу, когда на трубы еще не нанесено изоляционное покрытие. Длину испытываемого участка принимают несколько большей, чем длина русловой части перехода. Смонтированный в нитку трубопровод укладывают на лежках вдоль спусковой дорожки с продольным уклоном в одну сторону с таким расчетом, чтобы при заполнении труб водой не образовывались воздушные мешки. Заполнение водой производится с нижнего конца, а воздух вытесняется через вантуз, установленный на другом (верхнем) конце. Если укладку трубопровода ведут с последовательным наращиванием секций (например, при большой длине русловой части), то до укладки под воду должна быть испытана каждая секция. Испытание часто проводят так называемой «гребенкой». Все секции укладывают параллельно на расстоянии 3—5 м друг от друга и соединяют трубами диаметром 25—30 мм. Это позволяет испытать сразу все секции.

При опрессовке ведут тщательный контроль за состоянием трубопровода как по манометрам, так и визуально. Осмотр поверхности труб проводят при давлении, равном $\frac{1}{3}$ испытательного. При осмотрах повышение давления прекращается. После выдержки в течение 2 ч давление снижают до рабочего и вновь проводят осмотр труб.

Вторую опрессовку проводят после укладки трубопровода в подводную траншею до его засыпки. При этом испытывают не только русловый участок, но и пойменный в пределах границы паводковых вод 10%-ной обеспеченности (или в соответствии с требованиями проекта).

При испытании водой газопроводов должны быть приняты меры к ее полному удалению.

Испытание других участков I категории проводится с учетом конкретных условий. Так, трубопроводы на территории насосных и компрессорных станций, имеющие много углов поворота, можно испытывать, соединив фигурные участки в одну нитку. Это позволяет за одну опрессовку испытать несколько участков труб различной конфигурации.

ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ТРУБОПРОВОДОВ

Глава 22

СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ И ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА

§ 74. СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Основанием для начала проектирования и строительства магистрального трубопровода является решение правительства СССР.

Технико-экономическое обоснование представляет пояснительную записку, содержащую характеристику промышленной базы — источника продукта, возможные сроки ее освоения и поэтапной эксплуатации, перспективу использования продукта первоочередными и потенциальными потребителями с учетом неравномерности спроса на газ и нефтепродукты, параметры трубопроводов, оптимальные направления трасс (по предварительным данным), данные о необходимости материальных и финансовых ресурсов, показатели режима эксплуатации, преимущества перед другими источниками топливоснабжения и промышленной переработки.

Технико-экономическое обоснование проходит экспертизу в министерстве и в Госстрое СССР, затем его согласуют с Госпланом СССР и после этого используют для дальнейших этапов проектирования.

Основная проектная стадия — технический проект, здесь закладываются и разрабатываются все основные технологические и конструктивные решения, определяется окончательная стоимость объекта.

На основе технико-экономического обоснования генеральному проектировщику — одному из специализированных проектных институтов Министерства газовой промышленности или Министерства нефтяной промышленности — выдается задание на проектирование магистрального трубопровода. В задании содержатся следующие данные:

- наименование начального и конечного пунктов трубопровода;
- пропускная способность трубопровода с учетом перспективы роста нагрузки;
- состав газа, перечень и характеристика нефтей и нефтепродуктов, которые будут последовательно перекачиваться по трубопроводу;
- перечень пунктов и количество газа, нефтей или нефтепродуктов, предназначенных для попутного сброса;
- материалы выбора площадок основных сооружений по трассе;
- основные требования по автоматизации и телемеханизации процессов перекачки;
- сроки начала строительства трубопровода и этапы его развития;
- генеральная подрядная строительная организация;
- стадии и сроки проектирования;
- особые требования заказчика и др.

¹ Раздел восьмой написан авторами совместно с А. В. Марченко.

В соответствии со СН 202—69 и ведомственными документами, регламентирующими порядок оформления проектно-сметной документации, технический проект должен состоять из следующих разделов.

1. Общая пояснительная записка, в которой приводятся все основные характеристики комплекса проектируемых сооружений, освещаются все вопросы, связанные с расчетом параметров трубопроводов, строительством сооружений и последующей эксплуатацией.
 2. Техничко-экономическая часть, содержащая анализ конкретных исходных данных проектируемой системы и технико-экономические показатели ее работы.
 3. Технологическая часть, уточняющая характер и особенности технологического оборудования и производственных процессов.
 4. Линейная часть трубопровода, содержащая чертежи схем, укрупненных планов и профилей участков трассы и крупных переходов.
 5. Линейные сооружения, сопутствующие трубопроводу: электрохимическая защита, линии и сооружения связи, защитные сооружения и транспортные коммуникации вдоль трассы трубопровода.
 6. Раздел, включающий проекты строительства каждого в отдельности из наземных сооружений: компрессорных и газораспределительных станций газопроводов, головных и промежуточных насосных станций, резервуарных парков, пунктов распределения нефти и нефтепродуктов, ремонтно-эксплуатационных пунктов и др. В этом разделе рассматриваются архитектурно-строительные решения (генеральный план, подъездные дороги и внутриплощадочные проезды), КИП, автоматика и телемеханика, внутреннее и внешнее водоснабжение, канализация, вентиляция, электротехническая часть, связь, радиофикация и пр. При наличии большого числа сооружений по каждой из перечисленных частей составляют отдельные тома, содержащие соответствующие сведения в форме короткой пояснительной записки и графического материала (например, тома «Генеральный план и транспорт», «Дальняя связь»).
 7. Раздел организации труда и системы управления производством, касающийся эксплуатации действующей системы.
 8. Раздел техники безопасности, охраны труда, производственной санитарии, включающий противопожарные мероприятия. Здесь отражаются взрывоопасные токсические свойства газа, нефти или нефтепродуктов, дается классификация помещений по взрыво- и пожароопасности, указываются мероприятия по технике безопасности, предусмотренные в проекте, освещаются вопросы организации службы техники безопасности.
 9. Раздел жилищного и культурно-бытового строительства, содержащий все части, перечисленные в разделе для промышленного строительства.
 10. Раздел проекта организации строительства, характеризующий сроки, механовооруженность и методы ведения строительного-монтажных и наладочных работ.
 11. Сметная часть, содержащая сводную смету, объектные сметы и сметно-финансовые расчеты затрат на строительство объектов.
 12. Спецификация на основные материалы и оборудование.
- Генеральный проектировщик представляет технический проект заказчику. Последний направляет проект с замечаниями на утверждение по установленному порядку.

§ 75. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ОРГАНИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА ТРУБОПРОВОДОВ

Под организацией строительного производства понимают систему мероприятий, обеспечивающих осуществление строительного-монтажных работ по сооружению магистральных трубопроводов наиболее рациональными методами с применением современной технологии. Основными целями при этом являются сокращение продолжительности строительства, снижение его трудоемкости и себестоимости при высоком качестве работ.

Основными принципами организации линейного строительного производства является:

внедрение промышленных скоростных методов строительства объектов (комплексов) крупными комплексными потоками с использованием передового опыта и новейших достижений науки и техники при производстве транспортных, погрузочно-разгрузочных, сварочно-монтажных, изоляционно-укладочных, земляных и других видов работ;

выполнение до начала строительства подготовительных работ по созданию производственно-технической базы, линейных опорных пунктов на трассе трубопровода, возведению объектов основного строительства (жилые, бытовые и производственные здания, дороги, ЛЭП, ЛС, мастерские, артскважины и т.п.), которые будут использованы в период основного строительства, создание полевых жилых городков для строителей;

решение вопросов материально-технического снабжения с выбором оптимальных транспортных схем.

В подготовительный период выполняются техническое и хозяйственное обследование и изучение района строительства магистрального трубопровода, разбивка трассы и площадок на местности и закрепление точек путем создания геодезической опорной сетки. Производится расчистка и планировка трассы и площадок, перенос из строительной зоны линий ЛЭП, ЛС, подземных и надземных коммуникаций, создание временных проездов и переходов вдоль трассы и на подъездных путях от станций разгрузки и пунктов снабжения материалами.

Строительство магистральных трубопроводов ведется в настоящее время скоростными методами. Трубопроводы, имеющие протяженность в 1—2 тыс. км, сооружаются за один-два года. Успешное осуществление строительства может быть обеспечено при высоком качестве комплекса мероприятий, объединяемых понятием «инженерная подготовка строительства». Инженерной подготовкой строительного производства (ИПСП) решаются следующие основные задачи:

1. Обеспечение своевременного поступления проектно-сметной документации от заказчиков, рассмотрение, подготовка замечаний, комплектование и выдача документации исполнителя работ.
2. Формирование годовой программы, распределение объемов работ между исполнителями, подготовка и оформление годовых генеральных и субгенеральных договоров.
3. Определение потребности в материалах, конструкциях, изделиях на годовую программу, подготовка заявок, защита годовых фондов.
4. Разработка проектно-технической документации (ПТД) на объекты годовой программы (проект организации строительства — ПОС, проект производства работ — ППР).
5. Разработка комплексных проектов организации работ (ПОР) по видам строительства (промышленное надземное, жилищно-гражданское, линейное) на годовую программу предприятия.

6. Разработка организационно-технических мероприятий (мероприятий по техническому прогрессу в строительстве) на годовую программу.

7. Подготовка документации для квартального и месячного оперативного планирования и управления.

8. Координация действий отделов и служб аппарата управления строительного предприятия.

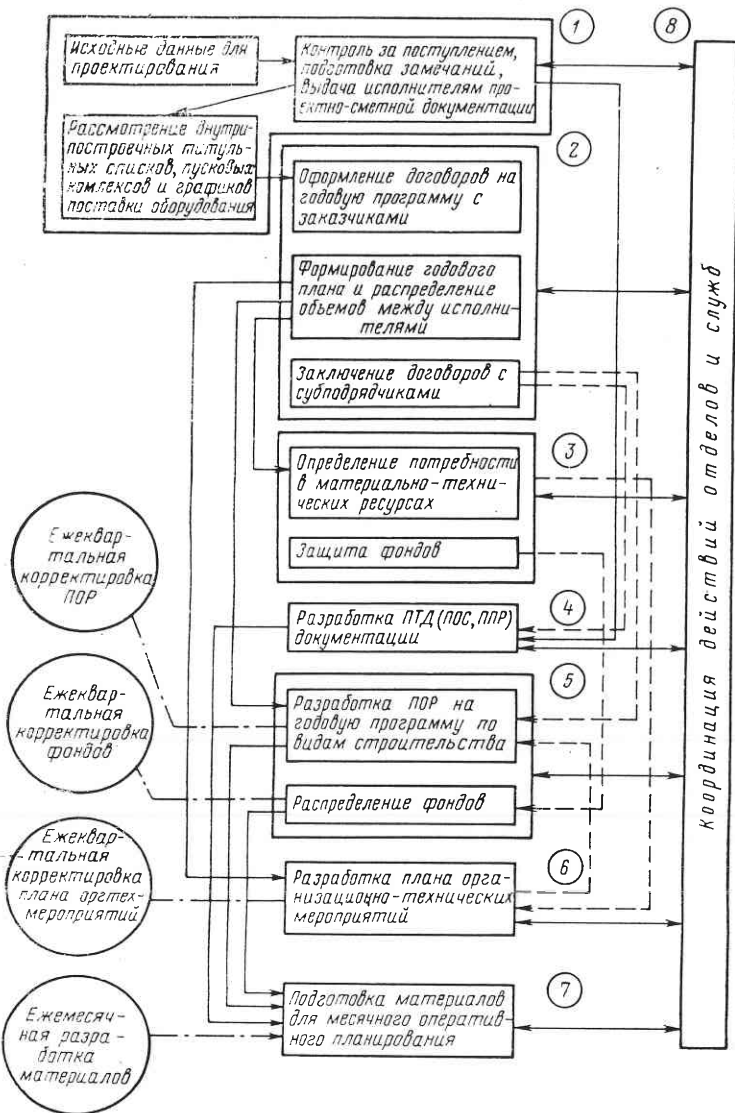


Рис. 22.1. Блок-схема инженерной подготовки строительного производства

Исходя из перечисленных задач, под ИПСП следует понимать составление комплекса взаимосвязанных организационных, технических, планово-финансовых документов и мероприятий, систематически разрабатываемых и оперативно контролируемых, для обеспечения выполнения заданной программы строительства с наибольшей экономической эффективностью при высоком качестве работ.

Задачи инженерной подготовки строительного производства обеспечиваются соответствующими функциями, очередность решения которых приведена в блок-схеме (рис. 22.1). Показанную в блок-схеме взаимосвязь контролирует ЭВМ по специально составленной программе «ИПСП». Одной из важнейших и трудоемких (около 50% общей трудоемкости ИПСП) функций, определяющих организацию строительного производства, является подготовка проектно-технической документации.

§ 76. ПРОЕКТЫ ОРГАНИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА И ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ

Проекты организации строительства (ПОС) разрабатываются в соответствии с требованиями СН 47—74 для обеспечения своевременного ввода в действие производственных мощностей с наименьшими затратами при высоком качестве за счет повышения организационно-технического уровня строительства. Они являются основой для распределения капитальных вложений и объемов работ по срокам строительства. Разрабатываются ПОС генеральной проектной организацией. Отдельные разделы ПОС могут быть разработаны соответствующими специализированными организациями. Оформление материалов осуществляется по формам проектных документов, приведенных в СН 47—74.

Проекты организации строительства и проекты производства работ должны разрабатываться с учетом:

- применения прогрессивных форм и методов организации, планирования и управления строительством;
- обеспечения своевременной подготовки объектов к освоению проектных мощностей;

- использования современных технических средств диспетчерской связи и внедрения автоматизированных систем управления строительным производством;

- применения технических процессов, обеспечивающих высокий уровень качества работ;

- комплектной поставки на объекты конструкций, изделий и материалов;
- первоочередного выполнения работ подготовительного периода;

- максимального совмещения видов работ с обеспечением их поточности и непрерывности, равномерного использования ресурсов и производственных мощностей;

- применения экономичных и прогрессивных конструкций, изделий и материалов;

- внедрения комплексной механизации работ с максимальной сменностью работы основных машин (две, три смены и применение средств малой механизации);

- поставки технологического оборудования укрупненными блоками;

- ограничения объема строительства временных зданий и сооружений за счет использования постоянных зданий и сооружений, построенных в подготовительный период, применения передвижных инвентарных сборно-разборных зданий и сооружений;

первоочередного строительства в составе промышленных объектов постоянных зданий и сооружений для временного их использования строителями; соблюдения правил по производственной санитарии, охране труда, технике безопасности, требований по взрывной, взрывопожарной и пожарной безопасности.

выполнения мероприятий по охране природы, рекультивации сельскохозяйственных земель и лесных угодий, нарушенных при проведении работ.

Для трубопроводов, сооружаемых в северной строительной-климатической зоне, необходимо учитывать следующие особенности при разработке ПОС и ППР:

физико-географические условия;

необходимость применения машин и механизмов в «северном» исполнении; сезонность в доставке материально-технических ресурсов и создание необходимых запасов;

необходимость применения специальных видов транспорта в условиях бездорожья и слаборазвитой транспортной сети;

территориальную разбросанность строительства и необходимость комплектной поставки строительных материалов и конструкций из развитых промышленных центров при соответствующем технико-экономическом обосновании;

кратковременность навигационного периода на реках и по Северному морскому пути, наличие во вновь осваиваемых районах глубоководных причалов, портов и перевалочных баз;

необходимость увеличения затрат на хозяйственное и бытовое обустройство для обеспечения нормальных условий жизни и деятельности людей;

необходимость разработки специальных мероприятий по технике безопасности и охране труда.

Для трубопроводов, сооружаемых в горных и высокогорных районах, при разработке ПОС и ППР необходимо учитывать:

пониженное барометрическое давление, требующее адаптационного периода для строителей;

применение машин и механизмов, приспособленных к работе на крутых склонах;

лавинные, селевые и оползневые явления при размещении площадок для временных баз и жилых поселков;

применение авиационного (вертолетного) транспорта, сооружение временных транспортных коммуникаций или капитальных дорог.

Для объектов, сооружаемых в пустынных и полупустынных районах, при разработке ПОС и ППР следует учитывать:

высокие дневные температуры наружного воздуха, вызывающие необходимость применения специальных режимов труда, питания и отдыха строителей;

применение машин и механизмов в специальном «тропическом» исполнении;

необходимость создания устойчивой системы водоснабжения и связанных с работой системы операций по очистке, опреснению, транспортировке, охлаждению и хранению воды;

необходимость использования авиации для транспортирования рабочих на места работы и обратно.

Выбор вариантов решений при разработке проектов организации строительства и проектов производства работ осуществляется путем проведения технико-экономических обоснований, основными показателями которых являются

себестоимость строительно-монтажных работ, стоимость производственных фондов и обратных средств строительно-монтажных организаций, продолжительность строительства и трудоемкость работ, определяемых по календарному плану.

Экономическая эффективность сравниваемых вариантов проводится путем сопоставления приведенных затрат, при этом учитывается экономический эффект от сокращения продолжительности строительства и ускорения ввода объектов в эксплуатацию.

При разработке проектов организации строительства и проектов производства работ используется типовая проектная документация по организации строительства и проведению строительно-монтажных работ.

Проект организации строительства (ПОС)

Исходными данными для составления ПОС служат:

технико-экономическое обоснование (ТЭО) целесообразности и хозяйственной необходимости строительства сооружения;

материалы топографических, геологических и гидрологических изысканий; решения по применению строительных материалов, конструкций и изделий, способов организации строительства и средств механизации, согласованные строительной организацией данные об источниках и порядке обеспечения строительства водой, электроэнергией, паром и местными строительными материалами;

сведения о наличии рабочих кадров, жилых и культурно-бытовых помещений; данные о мощности строительных организаций, наличии производственной базы;

сведения о наличии контрактов или нарядов на поставку технологического оборудования;

материалы обследования дорог и мостов в районе строительства трубопроводов, обеспечивающих подвоз материалов и других ресурсов от железнодорожных станций и предприятий к трассе трубопровода и вдоль него к площадкам компрессорных и насосных станций, ремонтно-эксплуатационным площадкам и крупным переходам;

материалы обследования железнодорожных станций (пристаней), расположенных в районе трассы трубопровода, используемые для доставки грузов на трассу;

данные выбора площадок для размещения на них строительных баз, жилых поселков и городков строителей;

картографические и плановые материалы по трассе в масштабе 1 : 60 000—1 : 1 000 000 и по площадкам — 1 : 500—1 : 1000;

задание на проектирование раздела «Сроки и последовательность строительства»;

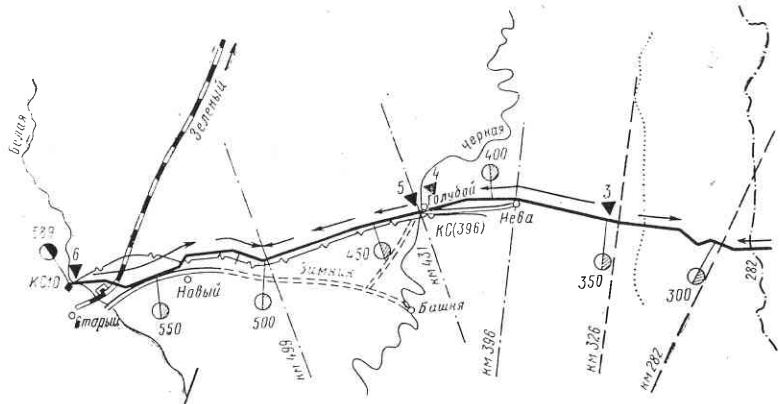
материалы огласования с местными транспортными и другими органами (управления дорог, речных и морских пароходств, управление связи и т. п.) по вопросам возможности использования существующих коммуникаций на период строительства;

данные об условиях проведения работ по сооружению переходов через крупные водные преграды — возможность и сроки получения плавучих средств и земляных снарядов для выполнения подводно-технических работ;

Проект организации строительства разрабатывается одновременно с другими частями технического (техно-рабочего) проекта для увязки объемно-

планировочных, конструктивных и технологических решений с условиями организации строительства и проведения работ и включает:

календарный план строительства с выделением основных объектов магистральных трубопроводов (головные сооружения, компрессорные и насосные станции, РЭП, крупные переходы и т. п.), с указанием очередности и сроков строительства основных и вспомогательных зданий и сооружений, пусковых комплексов и работ подготовительного периода, с распределением капитальных вложений и объемов работ по этапам строительства и по времени;



Показатели		1975		1976		1977		1978		
		г	кв	г	кв	г	кв	г	кв	
Основные объемы работ	Расчистка трассы от лесрастительности	га	307,5	152,0	108,1	173,3	150,5			
	Проезд вдоль трассы газопровода	км	Предусмотрен проезд вдоль всей трассы							
	Переходы через препятствия	км/шт	Ручьи 0,085 мд 0,05 Т, ад 0,05 2	0,138 Переход через Чер. р. 0,07 ад 0,04 Т, ад 0,04 23 мая двукрытый	0,07 ад 0,04 Т	Ручьи 0,05 18	Ручьи 0,03 10			
	Линейная часть, включая поручья	км	Ду 1200 - 90 км км 589	Ду 1200 - 68 км км 431-км 499	Ду 350 км км 396-км 431	Ду 1200 - 70 км км 326-км 396	Ду 1200 - 94 км км 282-км 326			
	Станции, разгрузочные материалы и расстояния до баз	км	Ст. Лесогорск 14 км км 589	Причал Голубой 1 км км 431	Пр. Голубой 181 км км 326	Пр. Голубой 181 км км 326	Пр. Голубой 181 км км 326			
	Местоположение трубо-образных баз и участки обслуживания	км трассы	6 км 589 км км 589-км 499	5 км 431 км км 499-км 431	4 км 431 км км 396	3 км 326 км км 396-км 326	2 км 326 км км 326-км 282			
	Основные решения по организации строительства	Трубы стальные	мм/т	98 39050	68 28560	35 1470	70 29500	44 18480		
		Изоляция / пленка /	т	260,4	170,0	38,0	196,0	107,2		
		Грузы железобетонные	шт/т	7057 28272	5292 21168	1096 7584	294 1176	429 1716		
		Грузы чугунные	шт/т	37 74	1620 3240	—	200 400	—		
Теплопроводчик по линейной части										
Главзипротрубопроводстрой тр. «ЩГС»										

Рис. 22.2. Строительный генеральный план трубопровода

строительный генеральный план трубопровода с изображением соответствующих условными обозначениями основной ситуации; расположение постоянных зданий и сооружений, участков трубопровода, станций разгрузки

основных материалов, трубосварочных баз и жилых городков, постоянных и временных железных и автомобильных дорог и график работы линейных строительных колонн или комплексных потоков (рис. 22.2);

сводную ведомость объемов строительно-монтажных и специальных работ с распределением по участкам, комплексам, этапам или объектам, включая объемы работ подготовительного периода;

указания по составу, точности, методам и порядку проведения геодезических работ на трассе;

график потребности в строительных конструкциях, изделиях, деталях, материалах и оборудовании с распределением по объектам, пусковым комплексам и срокам строительства;

график потребности в основных машинах и механизмах по строительству в целом;

график потребности в рабочих кадрах;

пояснительную записку, содержащую характеристику трубопровода в физических (диаметр, протяженность, число и тип компрессорных или насосных станций) и стоимостных (трубопроводы, площадки, жилье) показателях, плановый начальный и конечный сроки строительства; наименования заказчика, генподрядчика и субподрядчиков; описание специфических условий осуществления строительства; сроки строительства пусковых комплексов и отдельных объектов, участков; перечень мероприятий, осуществляемых в подготовительный период строительства; обоснование методов производства работ; обоснование потребности в строительных и монтажных машинах и механизмах, автотранспорте и станциях разгрузки материалов; обоснование потребности в жилье и культурно-бытовых зданиях и сооружениях; обоснование потребности в электроэнергии, воде, кислороде, сжатом воздухе, ГСМ; рекомендации по структуре управления строительством и составу организаций-исполнителей; мероприятия по подготовке и освоению проектной мощности предприятия; решения по организации производственно-диспетчерской связи.

Проекты производства работ

Проекты производства работ на строительство магистрального трубопровода разрабатываются генеральными подрядными строительными организациями с привлечением специализированных организаций для разработки разделов проекта на специализированные виды работ. Проект разрабатывается в соответствии со СН 47—74. Исходными данными для разработки проекта являются задание на разработку ППР, а также сводная смета; проект организации строительства; рабочие чертежи; данные о сроках поставки труб, сварочных, изоляционных и других материальных и оборудования, наличии материально-технических ресурсов и т. п.

Разработка ППР осуществляется в следующем порядке. Разработчики вместе с исполнителями выезжают для ознакомления с условиями строительства на трассу. По материалам обследования и исходным данным определяется число комплексных потоков, необходимых для сдачи объекта в сроки, установленные планом. В соответствии с числом потоков разрабатываются предложения по разделению объекта на участки и соответственно назначаются исполнители. Разрабатывается ситуационный план трассы с расположением опорных баз, трубосварочных баз, жилых городков, станции разгрузки, транспортных схем. На основании указанных ранее материалов разрабатывается комплексный календарный линейный график проведения работ потоками

(предварительный вариант), который рассматривается генеральной подрядной организацией. Этот график является основой для разработки линейных календарных графиков выполнения видов работ по участкам.

Приведем перечень подготавливаемых графиков и документов: транспортные схемы для перевозки материалов, конструкций, изделий; генеральные планы временных баз, жилых городков, станций разгрузки труб и материалов; разработка технологических карт на сложные виды работ и переходы; графики расчистки трассы и снятия плодородного слоя, вызова труб на стеллажи, поворотной сварки труб в секции на стеллажах, вызова плетей на трассу, потолочной сварки на трассе, земляных работ, изоляционно-укладочных работ; вывоза пригрузов и балластировки трубопровода, промывки (продувки) трубопровода, испытания трубопровода, катодной защиты, восстановления плодородного слоя.

Графики выполнения работ по участкам согласовываются с аппаратом управления (объединения, треста), СУ и СМУ и генеральной подрядной организацией. Разработка их осуществляется следующим образом.

На основании рабочих чертежей вычерчивается трасса и ситуация с необходимой схематизацией (рис. 22.3). Под ситуацией *I* располагаются пикетажи *II*, выборка переходов *III*; глубины траншей; раскладка труб; тип изоляции; монтажные узлы; колена; пригрузки; номера рабочих чертежей; данные, касающиеся организации работ, — станции разгрузки и число труб; сварочные базы; жилые городки. На рис. 22.3 даны сведения только о числе узлов поворота (*IV*), числе потолочных стыков (*V*), числе стыков на углах поворота (*VI*).

Для построения графика потолочной сварки секции в нитку рассчитывают число потолочных стыков по категориям участков трассы, принимая во внимание стыки на углах поворотов, переходах и прямолинейных участках. Работы на переходах и сложных участках выполняет специальная бригада, а на участках нормальной сложности и простейших переходах — бригада потолочной сварки. Продолжительность работы этих бригад по отдельным участкам определяется с учетом их сменной производительности.

График выполнения работ бригадой потолочной сварки (*VII—I*) строится, начиная от наиболее позднего возможного срока окончания работ по потолочной сварке. Этот срок может определяться путем деления общей протяженности участка на средневзвешенный темп выполнения работ. Затем строятся графики требующееся их число для данного участка. Производительность бригад в смену зависит от диаметра трубопровода, толщины стенки труб, принятой технологической сварочных работ, сварочного оборудования и численного состава бригад (см. § 33).

Далее строятся графики выполнения земляных работ (роторный экскаватор — *VIII—3*, одноковшовый *VIII—4*) и изоляционно-укладочных работ (*IX—5*). После этого разрабатывается сводный график выполнения работ на участке, который показывает очередность выполнения работ и темп сооружения трубопровода. Этот график на рисунке не приведен.

Время выполнения каждого вида работы определяется по среднему для данного вида работ темпу. При организации скоростного строительства должно быть сделано соответствующее обоснование принятого темпа.

В зависимости от фактического наличия ресурсов и принятой технологии выполнения работ, числа бригад и звеньев выявляется вид работы, который является определяющим и невыполнение которого в планируемый срок может

привести к срыву сроков ввода объекта. Такая разработка позволяет учесть конкретные и специфические особенности сооружения трубопровода, правильно спланировать ход строительства, разработать графики поставки материалов и загрузки ресурсов. Фактическое выполнение работ фиксируется в таблице, расположенной в нижней части графика. (Эта таблица на рис. 22.3 не приведена.) Разработанные календарные графики по участкам увязываются в комплексный календарный линейный график производства работ по всей трассе. Это позволяет организовать централизованное планирование и управление строитель-

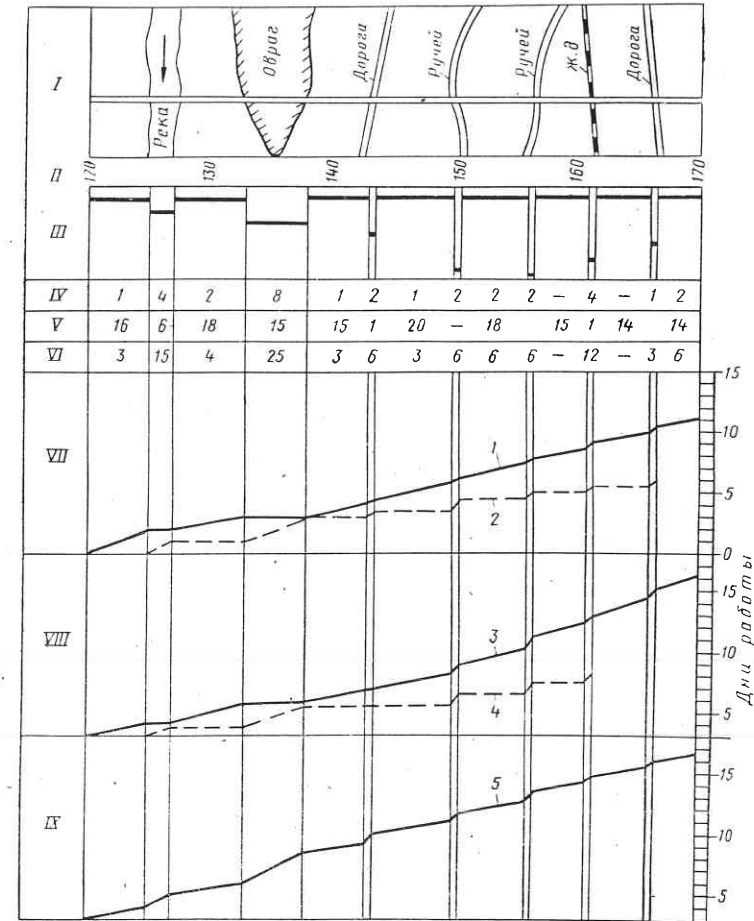


Рис. 22.3. Построение линейных графиков по видам работ

ством в целом, рационально перемещать ресурсы на трассе и постоянно контролировать выполнение в масштабе всего строительства.

Сводные графики по трассе предусматривают разработку мероприятий по организации строительства комплексными скоростными потоками; разработку

и осуществление системы контроля за качеством работ и разработку решений по технике безопасности.

Документы ППР согласовываются с управлением генподрядной и субподрядных специализированных организаций. В пояснительной записке к ППР даются пояснения и расчеты в соответствии со СН-47—74. Все материалы рассматриваются на техсовете организации, утверждаются главным инженером предприятия, после чего размножаются и выдаются исполнителям. Материалы ППР являются исходными для оперативного месячного (декадного на линейном строительстве) планирования, организации диспетчерского контроля и учета хода сооружения трубопровода, оперативного решения вопросов производства. Экономическая эффективность от внедрения ППР достигается за счет сокращения сроков строительства объектов, снижения себестоимости строительно-монтажных работ, уменьшения размера капитальных вложений в основные производственные фонды.

§ 77. ПРОЕКТЫ ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ НА ГОДОВУЮ ПРОГРАММУ ПРЕДПРИЯТИЯ

Как было отмечено, в основу организации строительного производства закладывается система мероприятий, обеспечивающих осуществление строительно-монтажных работ по сооружению магистральных трубопроводов наиболее рациональными методами.

Существующая в настоящее время структура управления строительством организуется по двух- или трехзвенной системе. Двухзвенная — объединение — строительные управления (например, объединение Южгазпромстрой); трехзвенная — объединение — тресты — строительные управления (например, объединение Укргазстрой). Анализ деятельности этих организационных структур управления позволяет сделать вывод о том, что централизованное управление строительством дает наибольший эффект только при научной организации системы управления с применением математических методов и ЭВМ при планировании и контроле за деятельностью всех подразделений объединения. Это особенно важно в такой отрасли, как трубопроводное строительство, где объекты разобцены и находятся на значительных расстояниях друг от друга. Поэтому наряду с разработкой проектов организации строительства и проектов производства работ для каждого объекта разрабатывают проекты организации работ (ПОР) на годовую программу по видам строительства. Необходимость разработки ПОР по видам строительства диктуется спецификой сооружаемых объектов, различием в использовании машин, механизмов, транспорта, оборудования (тяжелая техника для магистральных трубопроводов, сварочное оборудование, мощные автотранспортные средства для работы в сложнейших условиях), различием в профессиональном составе рабочих и специфических методах выполнения работ.

Разработка ПОР на годовую программу предприятия осуществляется в соответствии с блок-схемой (рис. 22.4) в следующем порядке. Подготавливаются исходные данные: контрольные цифры плана на год; проектно-сметная документация; титульные внутрипостроечные списки; пусковые комплексы; графики поставки оборудования заказчиком; проекты организации строительства и проекты производства работ на линейные объекты; план поставки труб; нормативные документы; технические указания, положения, инструкции, приказы и т. п.

Используя данные ПОС и ППР и другие сведения из указанных исходных данных, заполняется постоянная часть ПОР, которая содержит перечень объектов и их характеристики с указанием границ участков, исполнителей, сроков ввода объектов по плану, объемы работ в физических единицах и тысячах рублей, сроки поставки труб. Разрабатывают первоначальный вариант графика движения потоков по всем линейным объектам предприятия, включенным в план года. Основным критерием начала и окончания работы потоков являются сроки

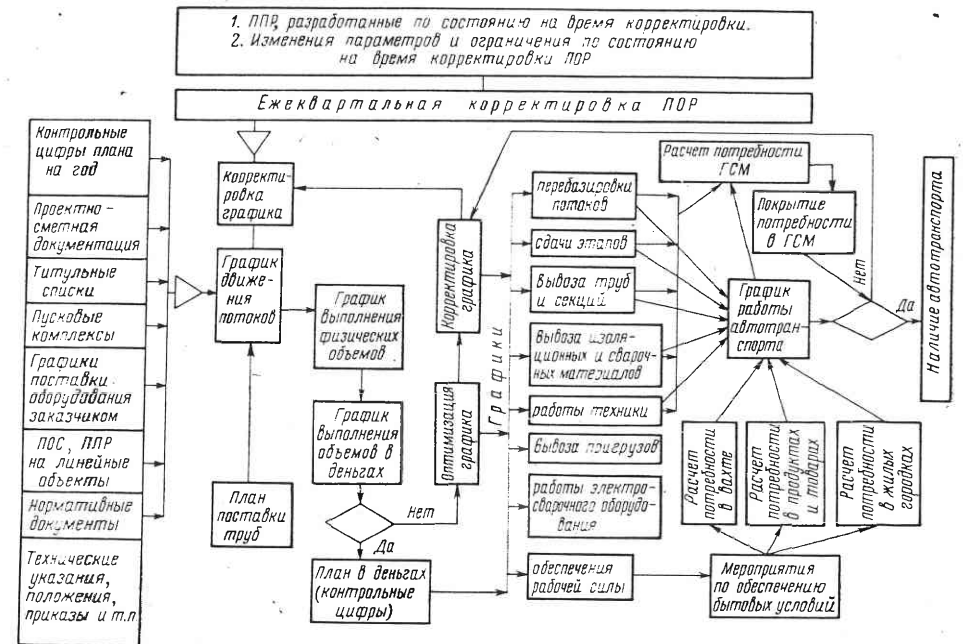


Рис. 22.4. Блок-схема проекта организации работ на годовую программу предприятия

строительства объектов по плану, нормативные сроки и сроки, определенные проектом производства работ.

Следующим этапом является разработка графика выполнения физических объемов по основным работам (сварочно-монтажные, земляные, изоляционно-укладочные) на основании графика движения потоков. Суммарные эпюры по месяцам показывают план работ по объединению. Критерием правильности этого графика является равномерное выполнение объемов работ по месяцам с наибольшими объемами, приходящимися на летний период, при равномерной загрузке подразделений предприятия (объединение, трест) и ритмичности выполнения объемов строительства трубопроводов. На основании графика выполнения физических объемов разрабатывается график выполнения объемов в деньгах. Основными критериями, определяющими оптимальность графика, являются равномерное и ритмичное планирование объемов по месяцам и управлениям и соответствие итоговых месячных данных по предприятию контрольным цифрам плана по году, кварталам и месяцам (имея тем не менее в виду

практическую неизбежность некоторого различия в темпах работ в зимний и летний периоды).

При соответствии полученных данных цифрам плана разрабатываются графики по вывозу труб и плетей, пригрузов, сварочных и изоляционных материалов, графики работы машин, механизмов, сварочного оборудования и транспорта, обеспечения рабочей силой, разрабатываются мероприятия по обеспечению жилищных и культурно-бытовых условий, обеспечению горюче-смазочными материалами и транспортом. В случае несоответствия полученных итоговых данных цифрам плана на блок-схеме (см. рис. 22.4) показано повторение цикла разработки основных графиков, для чего приводится оптимизация графика выполнения объемов в деньгах, затем корректируются график выполнения физических объемов и график движения потоков и разрабатываются остальные графики в целом по предприятию.

При разработке вариантов графиков может возникнуть ситуация, при которой предприятие не имеет необходимых ресурсов для выполнения плана и отсутствует возможность их пополнения. В этом случае отдельные участки или объекты могут быть переданы другим организациям на субподрядных основах.

Для управления строительством созданы программы, которые позволят на ЭВМ определить темп выполнения отдельных видов работ по сооружению магистрального трубопровода и выдать необходимые данные, определяющие мощность комплексного потока и его техническое оснащение с учетом всех факторов, указанных ранее и учитываемых при разработке ПОС и ППР, т. е. рассчитать и построить на ЭВМ все основные документы ППР. Одновременно ведутся работы по созданию программы в соответствии с приведенной блок-схемой, которая позволит разработать на ЭВМ проект организации работ на строительство линейных объектов для годовой программы предприятия с выдачей необходимых данных для оперативного планирования, управления, диспетчерского контроля и учета за ходом строительства линейных объектов.

Разработка ПОР на годовую программу и его использование в организации строительного производства позволит централизованно и рационально планировать загрузку имеющихся в подразделениях ресурсов, экономически обосновать распределение объемов по году между исполнителями, сократить объемы незавершенного строительства, выполнить задельные объемы на следующий год. Ритмичное выполнение плана на основании ПОР способствует лучшему использованию всех видов ресурсов, экономии материалов, сокращению стоимости основных и оборотных средств производственных фондов и оборотных средств строительной организации, обеспечению высокого качества строительно-монтажных работ и в целом улучшению технико-экономических показателей деятельности предприятия.

Корректировка ПОР

Корректировка проекта организации строительства должна осуществляться ежеквартально с учетом фактического выполнения предыдущих квартальных планов, конкретных изменений на объектах строительства, обеспечения графиков поставки труб, оборудования, условий перебазировок комплексных потоков, наличия финансирования, требований заказчиков и министерства и других факторов.

Организацию разработки квартальных и месячных оперативных планов предприятия рекомендуется выполнять в соответствии с сетевым графиком, разработанным для системы инженерной подготовки строительного производ-

ства. Практика показывает, что даже самые лучшие разработки плохо внедряются без специальных мероприятий, обеспечивающих их внедрение.

Сетевая модель технологически увязывает на протяжении года очередность разработки квартальных и месячных планов предприятия в денежном выражении и физических объемах, расчеты потребности и обеспечения основными ресурсами в СУ, СМУ и по важнейшим объектам, степень участия отделов предприятия в проведении этой работы, размножение указанных документов, подготовку и издание приказов и распоряжений.

Рассматривая организацию строительного производства как систему документов и мероприятий, разрабатываемых и оперативно контролируемых, остановимся кратко на остальных функциях инженерной подготовки строительного производства (позиции 1, 2, 3, 6, 8 блок-схемы, см. рис. 22.1).

Работа с проектно-сметной документацией включает формирование годовой программы предприятия и заключение годовых генподрядных и субподрядных договоров, определение потребности в материально-технических ресурсах и защиту фондов по году, разработку организационно-технических мероприятий на годовую программу. Работа с проектно-сметной документацией учитывает выдачу исходных данных для проектирования и согласования документации на стадии проектирования; решение вопросов создания базы стройиндустрии, согласования сводной ведомости затрат, относящихся к возведению временных зданий и сооружений, зимнему удорожанию, перевозке рабочих и других услуг; согласование проекта организации строительства в составе технического проекта; обеспечение контроля за поступлением проектно-сметной документации от заказчика; рассмотрение и подготовку замечаний, комплектование и выдачу исполнителям.

Подготовка годовых договоров (генподрядных и субподрядных) предусматривает качественное рассмотрение пусковых комплексов, внутривозрастных титульных списков и графиков поставки оборудования, формирование годовой программы, распределение объемов между исполнителями, оформление и заключение договоров.

Определение потребности в материалах, конструкциях, деталях, изделиях на годовую программу, а также потребности в технических ресурсах по укрупненным показателям и на основании проектно-сметной документации, подготовка заявочных ведомостей и защита фондов позволяют решить вопросы организации материально-технического обеспечения на годовую программу предприятия, что является одним из основных вопросов организации строительного производства.

Разработка плана организационно-технических мероприятий (решений по техническому прогрессу) на годовую программу выполняется с использованием новейших достижений науки и техники и предусматривает снижение себестоимости работ, экономию материалов и трудозатрат и прямо влияет на организацию строительного производства, определяя его технический уровень.

Раздел девятый

ЗАЩИТА МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

Глава 23

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О КОРРОЗИИ ТРУБОПРОВОДОВ
АТМОСФЕРНАЯ КОРРОЗИЯ И ЗАЩИТА ОТ НЕЕ§ 78. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О КОРРОЗИИ
МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

Под коррозией металлических трубопроводов понимается самопроизвольное разрушение их под воздействием различных факторов химического или электрохимического характера, определяемых окружающей трубопровод средой. Окружающая среда может быть газообразной, жидкой и твердой. Газообразной средой обычно является атмосфера (при прокладке трубопроводов по надземной или наземной схеме). Жидкая среда воздействует на трубопровод при прокладке его под водой через реки, водохранилища, на морях и т. д. Наконец, твердой средой является любой грунт, в котором прокладывается трубопровод. Соответственно коррозии, протекающие в каждой из этих сред, называют атмосферной, жидкостной и подземной, или почвенной. Они обычно воздействуют на наружную поверхность трубопровода и приводят к ее разрушению. Но трубопроводы корродируют не только снаружи, но и изнутри, если по ним перекачиваются агрессивные среды. Они могут быть газообразными (например, сернистый газ) и жидкостными (неочищенная нефть и другие жидкие не очищенные от сернистых примесей среды). Перечисленные коррозии вне зависимости от среды их протекания подразделяются на химическую и электрохимическую коррозии, отличающиеся механизмом коррозионного процесса. Химической коррозией называют самопроизвольное окисление металла, связанное с переходом его в более устойчивое ионное состояние (продукт окисления) под воздействием токонепроводящей среды (сухой воздух или транспортируемый по трубопроводу газ). Электрохимической называют коррозию, при которой металл самопроизвольно разрушается при взаимодействии с жидкой токопроводящей средой (электролитом). Химическая коррозия может протекать и во взаимодействии с жидкой токонепроводящей средой (неэлектролитом), такой, как очищенная нефть, нефтепродукты и т. п.

При электрохимической коррозии скорость разрушения металла зависит от его электродного потенциала. Это объясняется тем, что ионизация атомов металла и восстановление окислителя в электролите происходят одновременно. Скорости протекания каждого процесса зависят от электродного потенциала металла. Соответственно от него зависит и скорость коррозии. Поскольку основным условием протекания электрохимической коррозии является наличие токопроводящей среды, то примером электрохимической коррозии может служить коррозия металлов во влажной воздушной или жидкой токопроводящей среде (ржавление металла во влажном воздухе, влажной грунтовой среде, морской воде и т. д.). Для электрохимической коррозии подземных трубопроводов наиболее характерна почвенная коррозия. Наибольшую опасность представляет так называемая коррозия под воздействием блуждающих токов, возникающих

от проходящих вблизи электропроводящих систем (например, электрофицированных железных дорог).

Перечисленные виды коррозии далеко не исчерпывают полный перечень их, но они играют основную роль в коррозионном разрушении трубопроводов; поэтому мы ограничимся рассмотрением именно этих коррозий и методов защиты от них. Названные коррозии приводят к разрушениям металла труб, их узлов, соединений.

Сплошная коррозия равномерно охватывает всю наружную или внутреннюю поверхность труб на участках большой протяженности.

Сплошная равномерная коррозия охватывает значительные участки трубопровода (рис. 23.1, а). При сплошной неравномерной коррозии скорость разъедания металла на различных участках различна (рис. 23.1, б). При сплошной равномерной коррозии уменьшение толщины стенки происходит равномерно (для данного момента времени), а при сплошной неравномерной коррозии глубина разъедания стенки труб изменяется от минимальной до максимальной. Местная коррозия — разрушение отдельных участков поверхности труб — может реализоваться в форме язв (рис. 23.1, в), раковин, точечных разъединений (рис. 23.1, г), сквозных протравлений (рис. 23.1, д) и т. п.

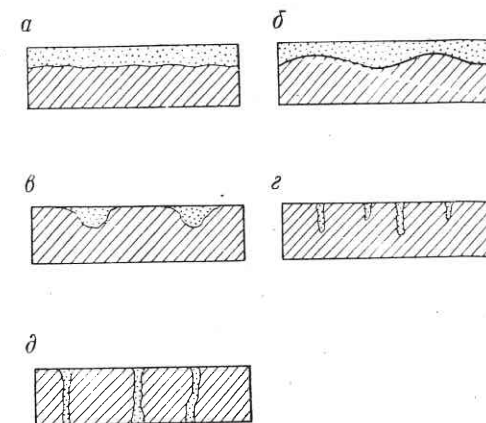


Рис. 23.1. Виды коррозионных повреждений

Для трубопроводов, работающих в режиме жесткого напряженного состояния в коррозионной среде, серьезную опасность представляет так называемое коррозионное растрескивание, связанное с образованием микротрещин.

Серьезная проблема возникла при эксплуатации магистральных газопроводов, перекачивающих газ с некоторым содержанием сероводорода. Как известно, атомарный водород обладает исключительной способностью проникать в металл. Так как водород плохо растворяется в металлах, то он скапливается в его порах, переходя в молекулярное состояние. При этом объем его значительно увеличивается и соответственно увеличивается давление, приводящее к образованию микротрещин. Одновременно какая-то часть водорода растворяется в кристаллической решетке металла, пересыщает ее и тем самым уменьшает пластические свойства и увеличивает хрупкие свойства металла. Таким образом, охрупчивание с одновременным образованием микротрещин приводит к разрушению металла. Особенно активно процесс такой коррозии происходит в районе сварных стыков, где нарушение кристаллической решетки сплошности металла значительно больше, а следовательно, значительно больше и возможностей для перенасыщения металла водородом. Значительной активизации сероводородной коррозии способствует также и то, что, как правило, давление газа в трубопроводе очень велико, а в ряде случаев и температура достигает $+70^{\circ}\text{C}$. Давление способствует увеличению проникающей способности, а температура — ускорению химических реакций, связанных с замещением в кристаллической решетке углерода водородом.

§ 79. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕХАНИЗМА РАЗРУШЕНИЯ МЕТАЛЛОВ В ЭЛЕКТРОЛИТНОЙ СРЕДЕ

Поскольку трубопроводы находятся в постоянном контакте с влажной средой (влажный воздух, вода, водонасыщенный грунт), то и коррозия их обусловливается в основном взаимодействием с электролитом, входящим в состав соответствующей среды. Коррозия в этих случаях характеризуется самопроизвольным разрушением металла по химическому и электрохимическому типу.

Механизм химического разрушения металла заключается во вступлении металла в химическую реакцию с электролитом без участия свободных электронов. По такому типу происходит, например, растворение железа в электролите, содержащем серную кислоту. При этом скорость протекания реакции не зависит от электродного потенциала металла.

Механизм электрохимической коррозии заключается в электрохимической реакции металла и окислительного компонента электролита с участием свободных электронов. При этом ионизация атомов металла и восстановление окислительного элемента происходят не одновременно и с различными скоростями в зависимости от электродного потенциала. Этот вид коррозии и является определяющим при коррозионном разрушении трубопроводов. Поскольку скорость электрохимической коррозии зависит от электродного потенциала, приведем необходимые данные по этой характеристике.

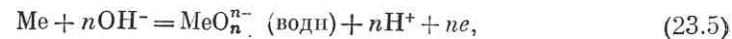
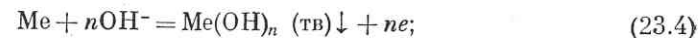
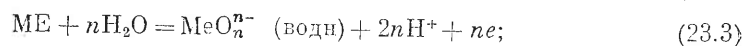
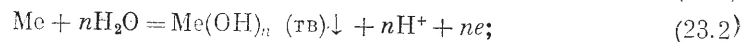
Электродный потенциал

Между двумя токопроводящими элементами при их соприкосновении возникает разность потенциалов. Измеряя с помощью стандартного водородного электрода электродвижущую силу гальванического элемента, составленного из стандартного водородного электрода и исследуемого электрода (например, металла в электролите), получим э. д. с., называемую электродным потенциалом. В качестве стандартного электрода принят водородный, потенциал которого условно равен нулю.

В соответствии с решением Международной конвенции в Стокгольме (1953 г.), в гальваническом элементе, составленном из исследуемого электрода и стандартного водородного электрода (СВЭ), электрод сравнения (СВЭ) всегда должен быть слева, а исследуемый электрод — справа. В этом случае э. д. с. будет равной по значению и знаку электродному потенциалу исследуемого элемента, например железа.

Катодный и анодный процессы при электрохимической коррозии металлов

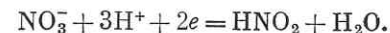
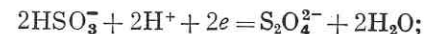
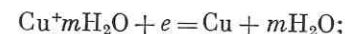
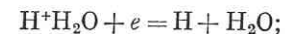
Электрохимическая коррозия металла в электролите сопровождается двумя сопряженными процессами: 1) переходом ионов металла в электролит с образованием гидратированных ионов и 2) разряд этих ионов с выделением на поверхности металла нейтральных атомов. Первый процесс называется анодным, второй — катодным. Анодный процесс может быть охарактеризован одним из уравнений вида:



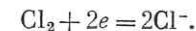
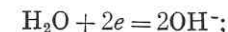
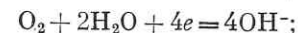
где $\text{Me}^{n+} (\text{води})$ — растворимые в воде катионы; $\text{MeO}_n^{n-} (\text{води})$ — растворимые в воде оксианионы с определенным числом молекул воды; $\text{Me}(\text{OH})_n (\text{тв})$ — плохо растворимая твердая гидроокись; ne — число свободных электронов.

Из (23.1—23.5) видно, что процесс разрушения металла сопровождается переходом ионов металла в электролит с образованием растворимых или слабо растворимых в воде компонентов.

Катодный процесс протекает при наличии в электролите окислительного элемента — деполяризатора, ассоциирующего избыточные электроны, появившиеся в металле. Поэтому обратимый окислительно-восстановительный потенциал деполяризатора должен быть положительнее обратимого потенциала металла (обратимым называется электродный потенциал такого ионного обмена, в котором участвуют только ионы данного металла; соответственно необратимым электродным потенциалом называется потенциал процесса, в котором участвуют ионы данного металла и другие ионы). Катодная деполяризация может осуществляться ионами



и нейтральными молекулами



Таким образом, катодный процесс будет определяться деполяризацией ионов или нейтральных молекул, содержащихся в электродной среде, в которой находится трубопровод.

Коррозионные процессы, протекающие в магистральных трубопроводах, характеризуются двумя видами деполяризации: кислородной и водородной. Коррозия с кислородной деполяризацией является наиболее распространенной, протекает такая коррозия в атмосферных условиях, в грунках, содержащих воду и т. п. Эти условия встречаются повсеместно на трассах магистральных трубопроводов. Коррозионный процесс с водородной деполяризацией характерен для случаев, когда металл находится в кислой среде.

Поляризация электродов

Как известно, поляризацией электродов, установленной Э. Ленцем еще в 1839 г., называют сближение потенциалов анода и катода гальванического элемента в замкнутом состоянии по сравнению с потенциалами в разомкнутом состоянии.

На рис. 23.2 изображены графики, иллюстрирующие изменение электродного потенциала V в зависимости от силы тока I , протекающего в цепи гальва-

нического элемента. Очевидно, что уменьшение электродного потенциала при протекании тока в цепи, т. е. явление поляризации, затормаживает коррозионный процесс. При этом потенциал анода становится более положительным, а потенциал катода — более отрицательным. Явление поляризации имеет очень важное значение в механизме электрохимической коррозии как тормозящий фактор. Действительно, если по закону Ома рассчитать силу тока при замкнутых электродах

$$I_0 = \frac{V_{к0} - V_{а0}}{R}, \quad (23.6)$$

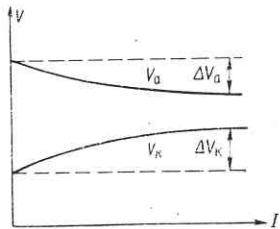


Рис. 23.2. Изменение электродного потенциала

то при замкнутых электродах сила тока оказывается меньшей, т. е.

$$I_1 = \frac{(V_{к0} - \Delta V_{к}) - (V_{а0} + \Delta V_{а})}{R} \quad (23.7)$$

где R — сопротивление в цепи; $V_{к0}$ и $V_{а0}$ — потенциалы катода и анода при незамкнутой цепи; $\Delta V_{к}$ и $\Delta V_{а}$ — смещение потенциалов катода и анода.

Как видно из (23.7), за счет поляризации $I_1 < I_0$. Это и является тормозящим действием явления поляризации. Различают анодную и катодную поляризации. Под анодной понимается поляризация, связанная с замедлением выхода ионов металла в электролит по сравнению с переходом электронов с анода на катод. Под катодной понимают поляризацию, определяемую замедлением присоединения электронов на катоде по сравнению с общим числом поступающих на катодный участок электронов.

Контролирующий процесс

Скорость электрохимической коррозии зависит от скорости протекания отдельных процессов, составляющих весь процесс электрохимической коррозии. Ими являются анодный и катодный процессы и процесс протекания электрического тока через электролит. Какой-то из них оказывает наибольшее тормозящее действие. Общее сопротивление коррозионного процесса складывается из сопротивлений отдельных его стадий: анодного R_a , катодного R_k и электролита R . Начальная разность потенциалов $V_{а0}$ и $V_{к0}$ расходуется на преодоление этих сопротивлений, а соответствующие потери потенциалов равны ΔV_R , ΔV_a и ΔV_k . Определяя их значения и сравнивая друг с другом, выявляют частный процесс, оказывающий основное тормозящее влияние на коррозионный процесс в целом. Очевидно, что таким процессом будет тот, который имеет в данных условиях наибольшее сопротивление. В связи с этим в теории коррозии введено понятие о контролирующем процессе, под которым понимают тот из составляющих коррозию частных процессов, кинетика которого определяет скорость коррозионного процесса в целом.

§ 80. АТМОСФЕРНАЯ КОРРОЗИЯ И ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ ОТ НЕЕ

Трубопроводы, прокладываемые надземно и изолированные от земли токопроводящими элементами, подвергаются в основном атмосферной коррозии, которая относится к электрохимическому типу. Поэтому скорость ее протекания определяется прежде всего двумя факторами — влажностью атмосферы и наличием во влажной среде примесей, делающих жидкую составляющую атмосферы электролитом. Если влажность велика, то на поверхности металла труб образуется пленка воды, которая участвует в процессе электрохимической коррозии как электролит. Доступность кислорода воздуха к поверхности труб приводит иногда к тому, что при кислой среде водной пленки коррозия идет преимущественно при кислородной деполяризации. Уменьшение толщины пленки облегчает катодный процесс и затрудняет анодный; при этом возрастает омическое сопротивление электролита. Наряду с влажностью воздуха, определяющей в конечном итоге толщину пленки, очень большое влияние на атмосферную коррозию оказывают растворимые в воде газы (SO_2 , HCl) и твердые частицы ($NaCl$, Na_2SO_4 и др.). Они увеличивают токопроводимость электролита, а также сами по себе являются коррозионными элементами, вступая в химические реакции с металлом. В среднем незащищенный металл (железо) труб корродирует со скоростью 200 мкм/год (индустриальный район).

В начальный период коррозия труб идет более активно: вследствие значительной гигроскопичности ржавчины поверхность труб обычно увлажнена. Защитное действие ржавчины начинает проявляться лишь при большой толщине ее слоя, что может быть опасным для прочности труб, работающих под большим давлением.

Как видно из характеристики основных факторов атмосферной коррозии, первым мероприятием в борьбе с атмосферной коррозией является защита поверхности труб от влаги. Для этой цели в соответствии со СНиП II-45—75 рекомендуется применять жировые смазки (преимущественно в северных условиях), лакокрасочные и другие стойкие покрытия со сроком службы не менее 4-х лет. Толщина жировой смазки должна быть 0,2—0,5 мм. Лакокрасочные покрытия наносят двумя слоями на 2—3 слоя грунтовки. В последний слой покрытия добавляется 10—15% по массе алюминиевой пудры. Весьма перспективной защитой поверхности труб могут быть алюминиевые или цинковые покрытия, наносимые в заводских условиях.

Для уменьшения скорости атмосферной коррозии узлы соединений, узлы опорных конструкций следует проектировать таким образом, чтобы в них было как можно меньше элементов, собирающих дождевую воду. Именно такие места и становятся начальными для коррозионного процесса даже при тщательной покраске.

Глава 24

ПОЧВЕННАЯ КОРРОЗИЯ И ЗАЩИТА ОТ НЕЕ

§ 81. ПОЧВЕННАЯ (ГРУНТОВАЯ) КОРРОЗИЯ

При укладке трубопроводов по подземной или наземной (в насыпи) схемам грунт является средой, в которой коррозионное разрушение происходит в основном по электрохимическому типу. Это обусловлено следующими факторами: грунт практически всегда содержит в порах скелета воду, а также различные химические реагенты, что делает грунт средой, обладающей ионной проводимостью.

мостью. Таким образом, система металлическая труба — электролит представляет своеобразный гальванический элемент.

При грунтовой коррозии происходит сплошное неравномерное, (в однородных грунтах), язвенное, точечное и даже сквозное разрушение металла. В формировании этих разрушений большое значение имеют степень насыщенности пор грунта влагой, пористость грунта и его газопроницаемость, так называемое омическое сопротивление грунта. Так как газопроницаемость грунта в различных его точках неодинакова, то к разным участкам поверхности труб поступает разное количество кислорода, который, как отмечалось, является основным деполяризатором при почвенной коррозии. В результате на поверхности металла возникают микро- и макрокоррозионные пары, работа которых приводит к быстрому разрушению металла. Образование микропар характерно для катодного контроля (контролирующий процесс при любых влажных грунтах); для сухих и очень рыхлых грунтов (например, пески пустынь) характерно образование микропар с преимущественным анодным контролем. Образование макропар, особенно протяженных, характеризуется катодно-омическим или преимущественно омическим контролем. Рассмотрим кратко основные контролируемые процессы при грунтовой коррозии.

Катодный контроль с кислородной деполяризацией проходит в несколько последовательных стадий: поступление кислорода в электролит и перенос его движущимся электролитом, перенос кислорода конвективным путем, диффузия кислорода в слое продуктов коррозии, ионизация кислорода, диффузия ионов OH^- в глубь электролита от катода.

При этом возникают следующие виды контролируемых процессов: катодный контроль при основной роли ионизации кислорода, характеризующийся соотношением

$$\Delta V_k \gg \Delta V_a; \quad (24.1)$$

катодный контроль при основной роли диффузии кислорода —

$$\Delta V_k \gg \Delta V_a; \quad (24.2)$$

катодный контроль с водородной деполяризацией —

$$\Delta V_k \gg \Delta V_a; \quad (24.3)$$

смешанный катодно-анодный контроль —

$$\Delta V_a \approx \Delta V_k; \quad (24.4)$$

катодно-омический контроль —

$$\Delta V_k \approx \Delta V_R \gg \Delta V_a. \quad (24.5)$$

Контроль (24.1) возникает при хорошей газопроницаемости грунта, что обеспечивает хороший доступ кислорода. Контроль (24.2) характерен для нейтральной электролитной составляющей грунта; (24.3) — для грунтов, содержащих неокисляющие кислоты; (24.5) — при образовании макропар большой протяженности.

Перечисленные виды контроля встречаются при подземной прокладке трубопроводов. При решении вопроса о методах защиты от коррозии должен быть установлен вид контролируемого процесса. Это позволит правильно назначить метод защиты трубопровода.

Приведем некоторые сведения о других факторах, оказывающих влияние на скорость коррозии.

Влажность грунта w может изменяться от 0 до 1 (весовая). Чем больше влажность, тем ближе грунт по свойствам приближается к чистому электролиту, тем меньше электрическое сопротивление грунта. Таким образом, можно сказать, что увеличение влажности способствует активизации анодного процесса, затрудняя одновременно протекание катодного процесса вследствие ухудшения воздухопроницаемости грунта. В соответствии с этим нельзя сказать, что любое увеличение влажности приводит к возрастанию скорости коррозии. На рис. 24.1 показана кривая зависимости скорости коррозии от влажности.

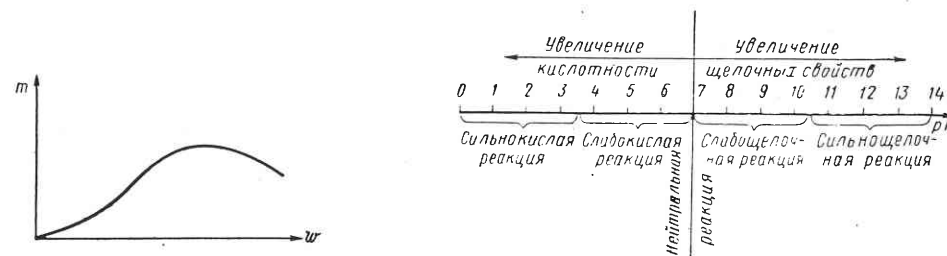


Рис. 24.1. Характер зависимости скорости коррозии m (потеря массы металла на 1 м^2 поверхности) от влажности w

Рис. 24.2. Шкала pH

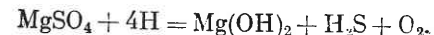
Электрическая проводимость грунтов характеризуется так называемым удельным электрическим сопротивлением грунтов. Приведем характеристику коррозионной активности грунта в зависимости от его удельного электрического сопротивления:

Удельное сопротивление грунта, Ом·м	До 5	5—10	11—20	21—100	Более 100
Коррозионная активность грунта	Очень высокая	Высокая	Повышенная	Средняя	Низкая

Насыщенность грунта солями, особенно при значительной влажности, существенно снижает его сопротивление, увеличивает электрическую проводимость. При этом облегчается протекание как анодного, так и катодного процесса коррозии.

Кислотность грунтов ускоряет процесс коррозии за счет растворения продуктов коррозии и создания тем самым лучших условий для контакта агрессивной среды с металлом, а также за счет катодной деполяризации водородными ионами. Кислотность грунтовой среды характеризуется так называемым водородным показателем pH, который равен отрицательному значению логарифма активности водородных ионов. На рис. 24.2 изображена шкала, иллюстрирующая кислотность электролита в зависимости от pH. Грунты характеризуются колебаниями pH от 3 до 9.

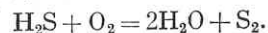
Наличие в грунте анаэробных микроорганизмов приводит к восстановлению сульфатов по схеме



Кислород и сероводород, образующиеся при этом, облегчают катодную деполяризацию как в анаэробных, так и в кислых грунтах. Хорошие условия

для анаэробных бактерий имеются в болотных грунтах, где скорость коррозии за счет деятельности бактерий может многократно возрасти по сравнению с таким же грунтом, но без бактерий.

Наряду с анаэробными имеются и аэробные бактерии, например серобактерии, окисляющие сероводород,



Далее сера окисляется и, соединяясь с водой, превращается в серную кислоту, которая и обуславливает увеличение коррозионной активности грунта.

Температура грунта также способствует изменению скорости коррозии, которая увеличивается при повышении температуры и уменьшается при понижении. В связи с прокладкой трубопроводов в условиях вечномерзлых грунтов этот фактор приобретает большое значение, так как скорость коррозии сильно увеличивается именно при оттаивании мерзлого грунта. Важным фактором в изменении скорости коррозии является наличие в грунте так называемых блуждающих токов.

§ 82. КАТОДНАЯ ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ ОТ ГРУНТОВОЙ КОРРОЗИИ

Сущность катодной защиты заключается в искусственной поляризации катода таким образом, чтобы его потенциал, по крайней мере, стал равным потенциалу анода коррозионной пары. Это можно сделать, подключив к двухэлектродной (катод — анод) коррозионной паре третий электрод с более отрицательным потенциалом. В результате такой поляризации катода работа коррозионной пары прекращается. Однако это может быть лишь при определенном более отрицательном потенциале и соответствующей силе защитного тока. Как уже отмечалось, защитная поляризация катода может быть осуществлена наложением защитного потенциала от источника постоянного тока или применением в качестве дополнительного анода специальных материалов.

Рассмотрим случай поляризации постоянным током. Такая схема поляризации называется катодной защитой магистрального трубопровода.

Трубопровод, расположенный в грунте, является катодом по отношению к электролиту, заполняющему в той или иной мере поры грунта. Соответственно грунт является анодом по отношению к трубопроводу. Отрицательный полюс источника тока подключается к трубопроводу (катод), а положительный — к специально устраиваемому заземлению (анод) (рис. 24.3). Источник тока 2 называют станцией катодной защиты (СКЗ). Каждая станция в зависимости от коррозионных свойств грунта, качества изоляции, мощности самой станции может защитить трубопровод 1 на участке определенной длины L . В пределах этой длины защитный потенциал, создаваемый СКЗ, обеспечивает отсутствие на катоде (трубопроводе) электрохимической коррозии. В то же время анод (заземление) вследствие активизации анодного процесса интенсивно разрушается. Показанная на рис. 24.3 кривая 3 характеризует распределение защитной разности потенциалов V в пределах длины участка L (труба — грунт). Наибольшее значение $V_{z, \max}$ фиксируется обычно напротив анода, т. е. заземления.

Эффективно защитный потенциал может выполнять свое назначение только в том случае, если он не меньше определенного, так называемого, минимального защитного потенциала $V_{z, \min}$. Отметим, что смещение защитного потенциала в область более отрицательных значений не оказывает существенного влияния на коррозию металла. Но при чрезмерном увеличении V по сравнению с V_{\min}

между изоляцией и поверхностью металла скапливается водород, выделяющийся в результате катодного процесса. Это может привести к отслоению изоляции и ухудшению защитных свойств покрытия. Таким образом, можно сказать, что качество покрытия оказывает существенное влияние на параметры катодной защиты. Чем лучше качество покрытия, тем требуется меньший защитный потенциал, тем большую длину участка L можно защитить от одной станции, и наоборот — чем больше повреждений на изоляционном покрытии, тем меньше длина защищаемого участка L .

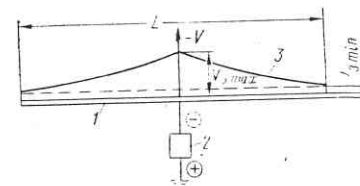


Рис. 24.3. Схема катодной защиты

Если учитывать и естественный потенциал труба — земля, существовавший до наложения защитного потенциала, то максимально допустимая разность потенциалов труба — земля будет

$$V_{z, \max} = V_e + V_{\max}, \quad (24.6)$$

а минимальная

$$V_{z, \min} = V_e + V_{\min}, \quad (24.7)$$

где V_e — естественная разность потенциалов; V_{\max} и V_{\min} — соответственно максимально и минимально допустимые разности наложенного потенциала.

Исходя из указанных особенностей, предельные значения защитного потенциала ограничиваются значениями, приведенными в (ГОСТ 9.015—74).

Таблица 24.1

Разность потенциалов	Значение потенциалов	
	Допустимые потенциалы по отношению к электроду сравнения, В	
	водородному	медносульфатному
Минимальная для всех сред	—0,55	—0,85
Максимальная для всех сред:		
трубопроводов с защитными покрытиями	—0,8	—1,1
трубопроводов без покрытия	Не ограничивается	

Существует другой метод оценки защитного потенциала, суть которого заключается в установлении определенного сдвига первоначального, т. е. естественного потенциала, в отрицательную сторону, при котором обеспечивается защита от коррозии. Это смещение устанавливается в пределах 0,28—0,32 В. Для реализации второго метода оценки необходимо измерение естественного потенциала трубопровода в различных точках при выключенной катодной защите.

Понятие о переходном сопротивлении и плотности поляризующего тока

Сопротивление токопроводящей системы по контакту труба — грунт называют переходным. Для изолированных подземных трубопроводов переходное сопротивление определяется в основном сопротивлением в местах повреждений изоляции, обеспечивающих доступ электролита к металлической поверхности. Сопротивление изоляции настолько велико по сравнению с сопротивлением поврежденных участков, что практически весь защитный ток входит из грунта в трубопровод через них. При идеальном состоянии изоляционного покрытия переходное сопротивление $R_{пер} \approx R_0$ — переходному сопротивлению при отсутствии электрохимической поляризации. При наличии повреждений изоляции переходное сопротивление складывается из поляризационного сопротивления, сопротивления электролита в порах грунта и сопротивления скелета грунта. Поляризационное сопротивление R_p зависит от плотности поляризующего тока. Аналитически эту зависимость можно представить в виде

$$R_p = \frac{b}{1 + aj} \quad (24.8)$$

где a, b — постоянные, характеризующие нелинейность катодной поляризации; j — плотность катодного (поляризующего) тока.

Плотность поляризующего тока является характеристикой, позволяющей оценивать коррозионные свойства грунтов, наряду с электрической проводимостью (см. § 81).

Средняя плотность поляризующего тока, мкА/см ²	До 0,05	0,05 до 0,2	0,2 до 0,3	0,3 до 0,4	0,4
Коррозионная активность грунта	Низкая	Средняя	Повышенная	Высокая	Очень высокая

Учитывая (24.8), в общем случае переходное сопротивление системы труба — грунт определим как

$$R_{пер} = R_0 + \frac{b}{1 + aj} \quad (24.9)$$

Эта формула не может использоваться в расчетах для любых сечений трубопроводов. Дело в том, что при катодной защите образуются три характерных участка: первый — вблизи места подключения катодного провода (дренажа), на котором плотность тока максимальная и катодный процесс контролируется водородной деполяризацией; второй — граничит с первым — катодный процесс контролируется скоростью притока кислорода к поверхности металла; третий — за пределом защитной зоны. Для первых двух участков $R_{пер}$ можно определять по (24.9), для третьего нельзя. Однако наиболее достоверным можно считать $R_{пер}$, определенное по данным натуральных измерений. Это обосновано тем, что размеры повреждений изоляции и свойства грунта непрерывно меняются. Поэтому измерение переходного сопротивления в период эксплуатации является необходимым для корректировки основных параметров катодной защиты.

Переходное сопротивление для изолированного трубопровода

$$R_{пер} = \frac{R_{\tau} l_{1,2}^2}{\ln^2 \frac{V_1}{V_2}} \quad (24.10)$$

где R_{τ} — продольное сопротивление трубопровода,

$$R_{\tau} = \frac{4\rho_{\tau}}{\pi (D_{н}^2 - D_{вн}^2)} \quad (24.11)$$

ρ_{τ} — удельное электрическое сопротивление трубопровода (для стали $\rho_{\tau} = 0,135$ Ом·мм²/м); $D_{н}, D_{вн}$ — наружный и внутренний диаметры трубы; V_1 и V_2 — разности потенциалов труба — земля в точках 1, 2 (рис. 24.4):

$$V_1 = V'_1 + V_{e1}; \quad (24.12)$$

$$V_2 = V'_2 + V_{e2}, \quad (24.13)$$

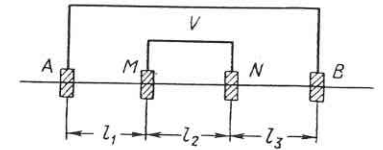
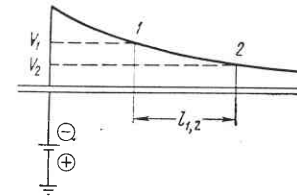


Рис. 24.4. Изменение разности потенциалов труба — земля

Рис. 24.5. Схема определения удельного сопротивления грунта

V'_1 и V'_2 — разности потенциалов труба — земля по электроду сравнения (медносulfатному — МСЭ) в точках 1 и 2; V_{e1}, V_{e2} — естественные разности потенциалов соответственно в точках 1 и 2.

Если в местах измерений накладываются токи других СКЗ, то определенное $R_{пер}$ усложняется; в (24.12) и (24.13) вводятся члены, учитывающие влияние соседних СКЗ.

Переходное сопротивление неизолированных участков трубопровода определяется по формуле

$$R_{пер} = \frac{\rho_{гр}}{\pi l_{н.и}} \ln \frac{l_{н.и}}{\sqrt{Dh}} + R_p, \quad (24.14)$$

где $\rho_{гр}$ — удельное электрическое сопротивление грунта; $l_{н.и}$ — длина неизолированного участка; h — глубина заложения труб; R_p — поляризационное сопротивление 1 м трубопровода. Входящее в (24.14) удельное сопротивление $\rho_{гр}$ определяют в соответствии с ГОСТ 9.015—74 с помощью симметричной четырехэлектродной установки (рис. 24.5) по формуле

$$\rho_{гр} = K \frac{V}{I}, \quad (24.15)$$

где V — разность потенциалов, измеряемая между приемными электродами M, N, B ; I — сила тока, протекающего через цепь питающих электродов AB, A

$$K = 2\pi \frac{l_1 l_3 (l_1 + l_2) (l_2 + l_3)}{l_1 l_2 [(l_1 + l_2) + l_3 (l_2 + l_3)]}$$

Приближенный расчет расстановки станций катодной защиты

Длина участка трубопровода, обслуживаемого одной СКЗ, при известных характеристиках трубопровода и грунта определяется по формуле

$$L = \frac{1}{\alpha} \ln \frac{2\pi y R_{вх}}{K_{в} \frac{V_{\min}}{V_{\max}} (2\pi y R_{вх} + R_{гр}) - \frac{\rho_{гр} y}{LK_{в}}}, \quad (24.16)$$

где α — постоянная распространения тока вдоль трубопровода,

$$\alpha = \sqrt{\frac{R_T}{R_{пер}}} \quad (24.17)$$

R_T , $R_{пер}$ — продольное и переходное сопротивления; $R_{вх}$ — входное сопротивление в точке дренажа

$$R_{вх} = 0,5 \sqrt{R_T R_{пер}} \quad (24.18)$$

y — кратчайшее расстояние от заземления до трубопровода; K_s — коэффициент взаимодействия соседних СКЗ, равный 0,5; V_{max} и V_{min} — предельно допустимые разности потенциалов.

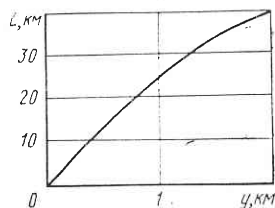


Рис. 24.6. Зависимость длины защищаемой зоны от расстояния до заземлителя

Уравнение (24.16) решается итерационным способом при исходных известных величинах.

Сила тока в цепи катодной станции определяется по формуле

$$I = \frac{V_{max}}{R_{вх} + \frac{R_{гр}}{2ly}} \quad (24.19)$$

Расстояние анодного заземления до трубопровода оказывает существенное влияние на величину L . Чем больше y , тем больше L . Однако чрезмерное увеличение y не дает ощутимого результата; в то же время ток в соответствии с (24.19) возрастает. Следовательно, возрастают и затраты: с одной стороны на увеличение длины трубопровода, а с другой — на увеличение количества потребляемой энергии. Поэтому вопрос о наилучшей величине y является задачей оптимизационного характера. Измерения, проведенные на действующих трубопроводах, позволили установить примерную зависимость длины защитной зоны L от расстояния y до заземления (рис. 24.6).

Расстановка станций катодной защиты с использованием методов оптимального проектирования

Пусть дана произвольная трасса, на участке x_0 и x_n которой необходимо расставить СКЗ. Будем считать, что в некоторых точках трассы известны переходные сопротивления $R_{пер}$. Такими точками будем считать точки x_0 , $x_0 + \eta$, $x_0 + 2\eta$, ..., x_n , (η — длины отрезков трубопроводов, на границах которых известно $R_{пер}$). Имея в виду известное уравнение

$$\frac{dV}{dx} = -\rho_T I \quad (24.20)$$

где ρ_T — удельное продольное сопротивление трубопровода, (см. формулу 24.11) и дифференцируя его, получим уравнение

$$\frac{d^2V}{dx^2} - \frac{R_T}{R_{пер}(x)} V = 0 \quad (24.21)$$

Запишем его в конечно-разностном приближении:

$$V_i = V(x_0 + i\eta),$$

$$V_{i+1} = V_i \left(2 + \eta^2 \frac{\rho_T}{R_i} \right) - V_{i-1}, \quad (24.22)$$

где $R_i = R_{пер}(x_0 + i\eta)$. Как видно из (24.22), для определения разности потенциалов в одной точке i нужно иметь данные о потенциалах соседних точек $i+1$ и $i-1$, т. е. в сечениях $x_i + \eta$ и $x_i - \eta$. Для их определения можно использовать граничные условия. Известно, что распределение потенциалов

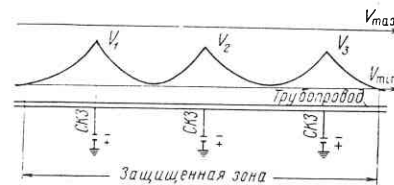


Рис. 24.7. Схема размещения СКЗ

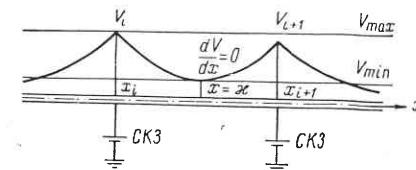


Рис. 24.8. Схема к расчету расстояния между СКЗ

вдоль трубопровода при нескольких СКЗ имеет вид, изображенный на рис. 24.7. Рассмотрим участок трубопровода между двумя соседними СКЗ (рис. 24.8).

Точки размещения СКЗ являются максимумами V . Найдем точку $x = \kappa$, в которой $V = V_{min}$. В этой точке касательная к кривой V должна быть параллельной оси x , т. е.

$$\left[\frac{dV}{dx} \right]_{x=\kappa} = 0 \quad (24.23)$$

— первое граничное условие. В соответствии с данными табл. 24.1 минимальный защитный потенциал равен $-0,55$ В. Таким образом, второе граничное условие можно записать в виде

$$V_{min} = 0,55 + V_e \quad (24.24)$$

где V_e — естественный потенциал.

На рис. 24.8 показаны оба этих граничных условия.

Используя разностную схему для силы тока, можно составить уравнение

$$I_i = \left(\frac{1}{\eta \rho_T} + \frac{\eta}{R_i} \right) V_i - \frac{2}{\eta \rho_T} V_{i+1} \quad (24.25)$$

Рассмотрим произвольный участок трубопровода (x_i , x_{i+1}) и определим для него параметры электрозащиты. Согласно изложенному, токораспределение на участке (x_i , x_{i+1}) будет описываться кусочно-гладкой кривой, имеющей точку излома вблизи точки дренажа. Зададим в точках x_i , x_{i+1} минимальный защитный потенциал V_{min} и $dV/dx = 0$ и определим ветви функции токораспределения по формулам (24.22) и (24.25). Поскольку значения потенциалов левой и правой ветвей в точке их пересечения должны совпадать, координата станции x'_i для защитной зоны (x_i , x_{i+1}) будет найдена из уравнения

$$V(x, \kappa = x_{i+1}) = V(\kappa = x_i, x), \quad (24.26)$$

где κ — координаты точки с минимальным защитным потенциалом.

Распределение токов и потенциалов описывается кривыми, изображенными на рис. 24.9.

Ток СКЗ будет складываться из тока правого и левого плечей защитной зоны:

$$I(x_i^*) = I(x = x_i, x = x_i^*) + I(x = x_i^*, x = x_{i+1}). \quad (24.27)$$

Хотя в общей цепи катодной защиты имеется несколько последовательных участков падения напряжения, практическое значение для расчета имеют почти всегда три из них: падение напряжения на переходном сопротивлении

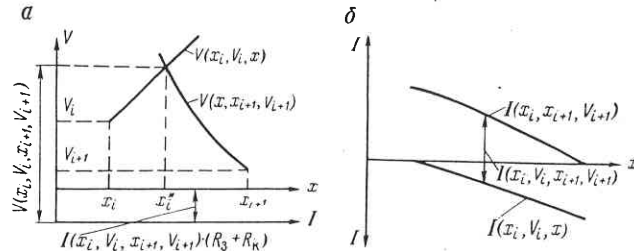


Рис. 24.9. Схема к определению параметров электрозащиты:
а — распределение потенциалов; б — распределение токов

между землей и трубопроводом, падение напряжения на сопротивлении растеканию тока с анода и падение напряжения в соединительных проводах:

$$V(x_i) = V(x = x_i^*, x_i, x_{i+1}) + I(x_i^*)(R_3 + R_k), \quad (24.28)$$

где R_3 , R_k — сопротивления соответственно анодного заземления и соединительных кабелей.

Таким образом, если уравнение (24.28) имеет решение, то это решение представляет собой координату СКЗ для защитной зоны (x_i, x_{i+1}). Уравнение (24.28) может не иметь решения, если граничные условия, заданные на концах расчетного участка, сильно различаются между собой, а сам участок мал. В данном случае граничные условия на концах участка совпадают, и уравнение всегда имеет решение.

Решение разностного уравнения (24.22) сходится к точному решению уравнения (24.21) при шаге $\eta < 1$. Так как трасса имеет значительную протяженность $l \gg 1$, удобно перейти к безразмерным координатам. Для этого необходимо сделать замену переменной

$$\xi = \frac{x}{l} \quad (24.29)$$

и рассматривать на отрезке (0, 1) решение уравнения

$$\frac{1}{l^2} \frac{d^2 V}{d\xi^2} - \frac{r}{R(\xi)} V = 0. \quad (24.30)$$

Приведенные формулы получены в предположении, что отношение удельного сопротивления грунта к расстоянию между трубопроводом и анодным заземлением мало, а электрод сравнения находится в бесконечно удаленной точке.

Вследствие ограничений на потенциал в точке дренажа катодных установок зона защиты одной станции ограничена, поэтому электрозащита трубопроводов может быть обеспечена только размещением вдоль трассы ряда станций.

Из опыта применения комплексной защиты известно, что ограничение защитного потенциала приводит во многих случаях к более частой расстановке СКЗ или к применению специальных средств для понижения потенциала в точке дренажа. Осуществление такой защиты сложно и дорого по сравнению с защитой при повышенных потенциалах. Повышение потенциала в точке дренажа СКЗ позволяет получить значительную экономию.

При назначении антикоррозионных мероприятий нужно учитывать их экономическую эффективность, так как электрозащита может быть осуществлена различным числом СКЗ при различной мощности и размещении. Так, при использовании маломощных СКЗ потенциал трубопровода в точке дренажа может быть значительно уменьшен (в известных пределах между минимальным и максимальным). При этом функция потенциала будет приближена к кривой, соответствующей минимальному защитному потенциалу, и расходы на электроэнергию будут небольшими. Однако такое решение сопровождается необходимостью установки большого числа станций, устройством многочисленных анодных заземлений, трансформаторных подстанций и т. д., т. е. капитальные затраты на электрозащиту будут значительными. Это еще раз подтверждает необходимость использования технико-экономических показателей при выборе оптимального варианта электрозащиты.

Методы получения оптимальных решений в такой постановке рассмотрены в работе [3].

Глава 25

ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ ОТ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ

§ 83. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Блуждающими токами называют постоянные токи, которые стекают с какого-либо проводника, проходят в грунте до встречи с трубопроводом (или другим металлическим протяженным сооружением), входят в него и, пройдя по нему некоторое расстояние, выходят в грунт и возвращаются в исходный проводник. Из этого описания видно, что грунт и трубопровод являются своеобразным шунтирующим элементом, уменьшающим сопротивление в цепи тока на каком-то участке электропроводника. Схема такого процесса изображена на рис. 25.1. Трубопровод 2 проходит вблизи электрифицированной железной дороги 1. Допустим, что на каком-то участке в трубопроводе имеются повреждения изоляции; ток, стекающий с рельсов в грунт, попадает по нему в трубопровод (зона К). Эта зона является катодом. Далее ток проходит по участку трубопровода, который имеет хорошее защитное покрытие l_n . Этот участок называют нейтральным, так как вредного корродирующего действия этот ток на трубопровод не оказывает. Дойдя до места нарушения сплошности изоляции (зона А), ток выходит в грунт и по нему возвращается в рельсы. Зона А является анодом и поэтому подвергается интенсивному электрохимическому коррозионному разрушению. Если не предусмотреть своевременно защитные меры, то в зоне А трубы будут довольно быстро разрушены. Блуждающие токи опасны тем, что они могут возникать от источника, который иногда находится на очень большом расстоянии от трубопровода, например 10 и даже

20 км. Наибольшую опасность представляет постоянный ток; но и переменный также вызывает электрохимическую коррозию, хотя и значительно менее интенсивную, чем постоянный. Последнее объясняется тем, что знакопеременность тока обуславливает диффузионное ограничение скорости периодически меняющихся электродных реакций (попеременно: катод — анод — катод и т. д.).

Прежде чем решать вопрос о защите трубопровода от коррозии блуждающим током, необходимо установить их наличие в районе предполагаемого строительства.

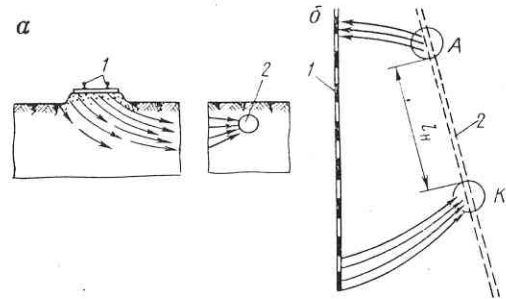


Рис. 25.1. Схема движения тока между электрифицированной железной дорогой и трубопроводом:

а — профиль; б — план

ГОСТ 9.015—74 рекомендует два метода определения блуждающих токов: 1) по результатам измерения разности потенциалов между уже проложенными сооружениями и грунтом и 2) по результатам измерения разности потенциалов между двумя точками земли через каждые 1000 м вдоль трассы будущего трубопровода по двум взаимно перпендикулярным направлениям при расстоянии между электродами в 100 м. Измерения должны выполняться высокоомными вольтметрами с внутренним сопротивлением не менее 20 000 Ом на 1 В. Контакт с грунтом должен осуществляться неполяризующимися электродами, а измерение проводится в течение 15 мин через каждые 10—15 с. Если измеряемая разность потенциалов изменяется по значению или знаку, то это указывает на наличие блуждающих токов.

§ 84. ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ БЛУЖДАЮЩИМИ ТОКАМИ

Как видно из § 83, в соответствии со схемой образования и существования блуждающих токов можно наметить несколько путей борьбы с этим явлением:

защита токопроводящего сооружения рельсов от контакта с грунтом. В этом случае устраняется возможность утечек тока, а следовательно, и возникновения блуждающих токов;

устройство надежной изоляции труб, исключающее попадание тока в трубопровод; особенно важным является понимание и неуклонное соблюдение при строительстве трубопровода требования о сохранении целостности изоляционного покрытия;

отвод токов, попавших в трубопровод, обратно в источник вытекания (например, рельсы);

электрическое секционирование трубопровода;

выбор такой трассы трубопровода, при которой в зоне действия блуждающих токов будет как можно малая часть его общей длины.

Из перечисленных путей только первый не зависит от организаций, занимающихся проектированием, строительством и эксплуатацией трубопроводов.

Поэтому мы охарактеризуем лишь методы борьбы с рассматриваемым видом электрохимической коррозии, которые могут и должны быть предусмотрены и выполнены при проектировании и строительстве трубопроводов.

Отвод токов или электродренаж

Существует несколько видов электродренажа: прямой, поляризованный, усиленный.

Прямым называют дренаж, при котором ток может идти в любом направлении, т. е. из рельсов в трубопровод и наоборот. Электрическая схема прямого дренажа показана на рис. 25.2, а. В состав цепи прямого дренажа входят

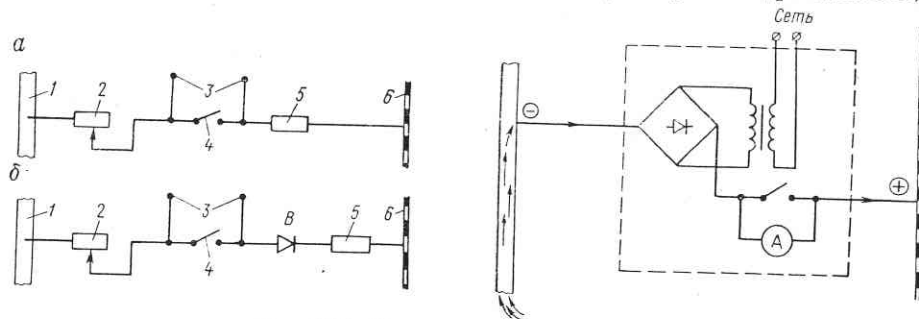


Рис. 25.2. Электрические схемы дренажа

Рис. 25.3. Схема усиленного дренажа

трубопровод 1 и рельсы 6, переменное сопротивление 2, клеммы 3 для подключения шунта амперметра, выключатель 4, плавный предохранитель 5. Эти элементы схемы необходимы для предохранения цепи при большой силе дренируемого тока, достигающего иногда нескольких сот ампер. Для расчета соединяющих проводов необходимо знать силу тока, протекающего в подземном трубопроводе:

$$I_{\tau} = \frac{\Delta V_{\text{ср}}}{R_{\tau} l_{\tau}} \quad (25.1)$$

где $\Delta V_{\text{ср}}$ — среднее значение падения напряжения на измеряемом участке трубопровода l_{τ} ; R_{τ} — сопротивление 1 м трубы.

Поляризованным называют дренаж, при котором ток может идти только с трубопровода в рельсы. Этот вид дренажа применяют в тех случаях, когда разность потенциалов трубопровод — рельсы больше разности потенциалов труба — земля. Поляризованный дренаж обеспечивает постоянный более отрицательный потенциал защищаемого трубопровода. Отличие в электрической схеме поляризованного дренажа заключается в установке выпрямителя В, пропускающего ток только в направлении от труб к рельсам (рис. 25.2, б).

Разработаны специальные дренажные установки различных типов (ПГД — поляризованные с германиевыми диодами, УПД — универсальные поляризованные дренажные установки и др.). Эти установки изготовлены в виде шкафов, которые можно устанавливать в необходимых местах, подключая их к соединительному кабелю. Сила тока дренирования, обеспечиваемого различными поляризованными электродренажами, может достигать 300 А (табл. 25.1).

Таблица 25.1

Характеристика дренажных установок

Тип дренажной установки	Номинальный дренажный ток, А	Чувствительность, В	Дополнительные характеристики	Размеры, см	Масса, кг
<i>Вентильные (поляризованные)</i>					
ПГД—200	200 и 100	0,7	Температура окружающего воздуха 40—50° С; охлаждение естественное	6 × 52 × 22,5	25
ПД—3а	500	0,6	Полярность обеспечивают кремниевые диоды ВК—200	30,5 × 36,6 × 78,2	55
<i>Комбинированные</i>					
ДП—63	300	0,7	Полярность обеспечивают контакторы и полупроводниковые диоды	68,2 × 47,7 × 14,9	100
УПД—1	300	0,05—0,5	То же	55 × 26 × 39	26
ПЭД—58	100	0,5	»	55 × 33 × 27	—
<i>Автоматические (усиленные)</i>					
УДУ—2400	300	3—48	Кремниевые диоды, питание 220 В	38 × 57 × 87	—
УДА—2400	200 и 100	0,85—1,35	Питание 220 В	84,5 × 85,6 × 66	150
УД—АКХ—2000	300	0,5—1,5	То же	60 × 55 × 110	—

Усиленным называют дренаж, который не только отводит ток из трубопровода в рельсы, но и создает эффект катодной защиты с использованием в качестве анода рельсов (рис. 25.3). Тем самым достигается более эффективная защита трубопровода. Для этой цели используют СКЗ, подключая отрицательный полюс ее к защищаемому сооружению, а положительный — к рельсам.

Промышленностью серийно изготавливаются установки (см. табл. 25.1) для усиленного дренажа, работающие в автоматическом режиме, т. е. поддерживающие на трубопроводе заданный защитный потенциал при изменении силы блуждающего тока. Потенциал, накладываемый на трубопровод, ограничивается максимальным значением — 1,5 В по медносульфатному электроду сравнения.

Технология устройства дренажной защиты включает монтаж шкафа с дренажной установкой, рытье траншеи под дренажный кабель, укладку кабеля в траншею и засыпку его грунтом, присоединение кабеля к дренажной установке и к рельсам. Шкаф дренажной установки монтируют на фундаменте, размеры которого в плане соответствуют размерам шкафа. Траншея под кабель отрывается на глубину 0,8 м, кабель в ней укладывают змейкой. При пересечении трасс каких-либо металлических сооружений кабель укладывают в асбоцементную трубу и заливают оставшееся пространство битумом. Под кабель должна быть сделана подсыпка из песчаного грунта. При засыпке кабеля через

100—150 м, а также на всех поворотах устанавливают знаки, отмечающие плановое положение кабеля. Засыпают кабель грунтом с утрамбовкой его, а в зимний период — слоем сухого песка. К рельсам подключают кабель с помощью болтовых зажимов, а к трубопроводу — с помощью термитной сварки. На рис. 25.4 изображена конструкция соединения кабеля с рельсом. Наконечник кабеля вставляется в отверстие в рельсе и прижимается двумя болтами.

После окончания всех контактных работ проводятся необходимые контрольные замеры и составляется акт приема дренажной защиты.

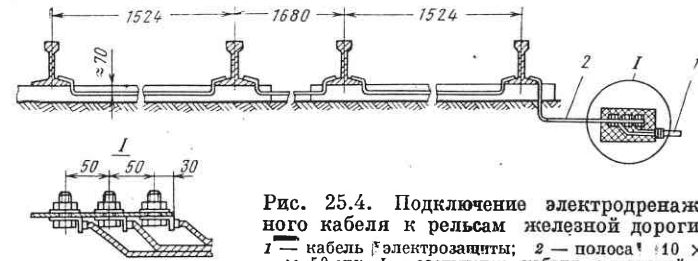


Рис. 25.4. Подключение электродренажного кабеля к рельсам железной дороги: 1 — кабель с электрозащиты; 2 — полоса 10 × 50 мм; I — соединение кабеля с полосой

§ 85. СТАНЦИИ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ И АНОДНОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ

Одна из возможных электрических схем катодной защиты изображена на рис. 25.5. Основными элементами ее являются: источник постоянного тока, контрольно-измерительная аппаратура, переключающие и регулирующие приборы, токопроводящая сеть к трубопроводу и анодному заземлителю.

Источником постоянного тока является, как правило, выпрямитель, работающий от сети переменного тока или генератора, приводимого в действие ветряным двигателем. На катодных станциях применяют селеновые выпрямители. Регулирующими элементами катодной станции являются полупроводниковые, магнитные и полупроводниково-магнитные усилители.

Станция КЗ собирается в ящике, на задней стенке которого смонтированы счетчики, клеммники для подключения проводов от трубопровода и анодного заземлителя.

Основные характеристики СКЗ приведены в табл. 25.2. Как видно из таблицы, масса самой большой станции не превышает 200 кг. Устанавливают СКЗ на опорах, специальных тумбах, стенах и т. д.

Анодный заземлитель находится под положительным потенциалом и, как отмечалось в § 79, в соответствии с характером механизма электрохимической коррозии происходит интенсивное разрушение материала заземлителя. Поскольку срок эксплуатации трубопроводов является достаточно большим, то для бесперебойной работы катодной защиты требуются материалы, которые бы плохо разрушались. Такие заземлители изготавливают из графита, сплава железа с кремнием (термосилид), а иногда сплава свинца и драгоценных материалов. Долговечность анода в большой мере зависит от следующего фактора: чем большая часть поверхности анода работает с электронной проводимостью и чем меньшая — с ионной (при этом уносятся ионизированные атомы металла в электролит), тем более длительное время работает анод. Поэтому анод не просто погружают в грунт, но и окружают его средой, обладающей хорошей электронной проводимостью (например, коксовой мелочью).

Одной из основных характеристик анодных заземлителей является переходное сопротивление анод — грунт. Чем меньшим будет оно, тем лучшими будут условия стекания тока в грунт.

Для одиночного вертикального анода сопротивление определяется по формуле

$$R_a = \frac{\rho_{гр}}{2\pi l} \ln \frac{4l}{d_a}, \quad (25.2)$$

где l — длина анода; d_a — его диаметр; $\rho_{гр}$ — удельное сопротивление грунта.

При горизонтальном расположении анода

$$R_a = \frac{\rho_{гр}}{2\pi l} \ln \frac{l^2}{d_a h}, \quad (25.3)$$

где h — глубина заложения анода.

На величину R_a главным образом влияет значение удельного сопротивления грунта $\rho_{гр}$, которое в огромной мере зависит от влажности, количества растворенных в воде

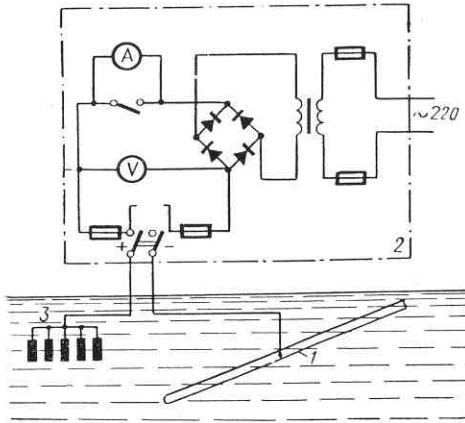


Рис. 25.5. Электрическая схема катодной защиты:

1 — трубопровод; 2 — источник тока; 3 — анодное заземление

Характеристики СКЗ

Тип	Мощность, Вт	Пределы регулирования		Питание	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
		напряжения, В	силы тока, А			
КСС-150-61	150	2,5—25	6,25—12,5	От сети 110, 127 и 220 В	460 × 563 × 290	34
КСС-30-61	300	3,5—30	12,5—25	То же	515 × 595 × 315	38
КСС-600-61	600	3—30	25—50	»	590 × 713 × 345	74
КСС-1200-61	1200	3—30	50—100	»	934 × 813 × 472	92
КГС-500-1	500	10—50	10	»	310 × 545 × 280	20
КГС-1200-1	1200	10—60	20	»	410 × 635 × 280	30
КС-400	400	10—40	10	»	205 × 608 × 620	35
СКЗ	5500	0—50	10—120	От сети 220 В	1150 × 600 × 480	200
СКСУ-150	150	12—24—48	3—6—12	То же	510 × 693 × 378	60
СКСУ-300	300	12—24—48	6—12—24	»	555 × 745 × 403	70
СКСУ-600	600	12—24—48	12,5—25—50	»	630 × 805 × 430	95
СКСУ-1200	1200	12—24—48	25—50—100	»	914 × 905 × 532	120
АСКЗ-62	600	30	20	»	575 × 515 × 595	80
СКСА-1200	1200	2—48	25—100	»	В зависимости от заказа и комплектовки	—
АКС-1	1000	—	—	»	То же	—

солей. Поэтому заземлители размещают на участках с глубиной, обеспечивающей наименьшее удельное сопротивление грунта (табл. 25.3).

В табл. 25.4 приведены данные о железокремнистых анодах, а в табл. 25.5 — о графитированных.

Электроды обычно устанавливают в один (1-й вариант) или в два (2-й вариант) ряда параллельно трубопроводу вертикально (рис. 25.6, а) или горизонтально (рис. 25.6, б).

Для устойчивой работы анодного заземлителя необходимо, чтобы переходное сопротивление всех электродов заземления R_a в наиболее сухой период было

$$R_a \leq \frac{50}{I}. \quad (25.4)$$

Число электродов заземления определяют по формуле, учитывая затраты на катодную защиту:

$$n = I \sqrt{\frac{51,5 R_{a1} w_a}{w_a \eta_a \eta_n}}, \quad (25.5)$$

где I — ток в цепи катодной станции в конце расчетного периода; R_{a1} — переходное сопротивление одного анода; w_a , w_n — соответственно стоимость 1 кВт·ч электроэнергии и стоимость одного электрода; η , η_a , η_n — соответственно коэффициенты полезного действия станции, экранирования и использования анода.

Характеристики железокремнистых анодов

Тип	Конструкция	Диаметр и длина, мм	Масса, кг	Рабочая поверхность, см
АКО-2	Цилиндрическая отливка, армированная стальным стержнем	80; 1500	52	3600
АКО-3	Винтовой анод, армированный стальным стержнем с лабиринтным уплотнением контакта	80; 1500	28	1350
АКО-4	Винтовой анод, армированный стальной трубой с лабиринтным уплотнением контакта	60; 1500—2000	30—40	3000—4000
АКО-5	Цилиндрическая отливка, армированная стальной трубой с лабиринтным уплотнением контакта	80; 1600	54	3600
АКО-6	Цилиндрическая отливка, армированная стальной трубой	56; 1940	32	1700

Анодное заземление устраивают следующим образом. Рой по принятому контуру траншею глубиной до 1,5 м; бурят скважины глубиной до 3,5 м от дна траншеи и диаметром до 30 см. В эти скважины устанавливают электроды

таким образом, чтобы концы выступали над дном траншеи на 10—15 см. Затем скважины заполняют активаром (мелкозернистым коксом) и утрамбовывают. К электродам подключают дренажный кабель, тщательно изолируют изоляцией усиленного типа места подключения кабеля. Места подключения кабеля к трубопроводу также изолируют.

В соответствии с требованиями СНиП II-45—75 на трубопроводе должны быть устроены контрольно-измерительные пункты: через каждый километр вдоль всей трассы, в местах изменения типа изоляции, на переходах водных преград и искусственных препятствий, на пересечениях с трубопроводами.

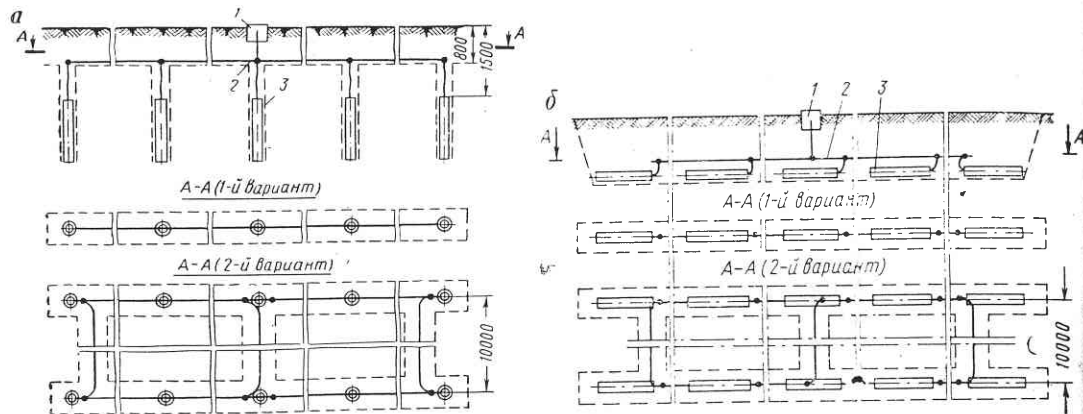


Рис. 25.6. Групповые анодные заземления:
1 — контактное устройство; 2 — кабель; 3 — анод

Таблица 25.5

Характеристика графитовых анодов

Тип	Конструкция	Пропитка	
		деталь	состав
ГЗ-1-57	С нарезкой торца, куда ввинчивается графитированная головка	Графитированная головка	Пропитывается формальдегидной смолой заводским способом с последующей термообработкой
ГЗ-2-57	Контакт в нишеле	Нишель	То же
ГЗ-1-56	Контактная трубка установлена в электроде	Электрод	»
ГЗ-1-55	Контактная трубка установлена в электроде; на боковой его поверхности проточена канавка	Часть электрода, предназначенная для установки контактной трубки	Пропитывается расплавленной смесью парафина (75—85%) с какифолью (25—45%). Пропитка возможна в мастерских

§ 86. ПРОТЕКТОРНАЯ ЗАЩИТА

К электрохимическому виду защиты трубопровода от коррозии относится так называемая протекторная защита, в основу которой положен принцип работы гальванического элемента. В § 79 рассматривался механизм электрохимической коррозии, связанный с образованием гальванического элемента. При этом отмечалось, что анодный процесс сопровождается переходом ионов металла в электролит, в то время как на катоде происходит разряд этих ионов.

Таким образом, создавая условия, при которых трубопровод будет катодом, а другой электродом, можно добиться прекращения коррозионного разрушения трубопровода при довольно интенсивном разрушении катода. Эту идею можно реализовать за счет использования в качестве анода материала, обладающего более отрицательным электродным потенциалом по сравнению с потенциалом защищаемого металла.

В табл. 25.6 приведены электродные потенциалы материалов и некоторые их характеристики. Как видно из таблицы, более отрицательным по сравнению с железом потенциалом обладают магний, цинк, алюминий. Их можно в принципе использовать в качестве анодов-протекторов. Однако вследствие того, что на поверхности алюминия образуется труднорастворимая пленка, в чистом виде его не применяют. Наиболее часто используют для этой цели магнитные сплавы МЛ-4 и МЛ-5 (табл. 25.7).

Таблица 25.6

Некоторые характеристики анодных материалов

Характеристика	Магний	Цинк	Алюминий	Железо
Плотность, г/см ³	1,74	7,13	2,70	7,87
Удельное электрическое сопротивление, Ом·мм ² /м	0,042	0,062	0,028	
Электродный потенциал (по водородному электроду сравнения), В	-2,34	-0,762	-1,67	-0,44
Электрохимический эквивалент, А·ч/кг	2200	820	2980	960

Таблица 25.7

Состав магниевых сплавов, %

Металл	МЛ-4	МЛ-5	МЛ-8
Магний	92,3—89	91,5	9,5—11,5
Алюминий	5—7	7,5—9,3	87,4—89,5
Цинк	2—3	0,2—0,8	—
Марганец	0,15—0,5	0,15—0,5	—

Расчет протекторной защиты

При расчете должна быть определена длина участка трубопровода, защищаемого одиночным протектором или группой протекторов. Рассмотрим схему, изображенную на рис. 25.7. Допустим, что в грунте установлен протектор

(или группа) 2, который соединен кабелем 3 с трубопроводом 1. Вследствие того, что протектор изготовлен из материала, обладающего более отрицательным потенциалом по сравнению с потенциалом материала трубопровода, в точке подсоединения O разность потенциалов будет максимально допустимая V_{max} . По мере удаления от точки O эта разность будет уменьшаться. В точках m, n она станет равной минимально допустимой V_{min} , определяемой по (24.24). Расстояние L_1 между точками m и n и можно считать максимальной длиной участка трубопровода, защищаемого одним протектором. Пусть электродная разность потенциала протектора по отношению к электроду сравнения $V_{пр} \leq V_{max}$, переходное сопротивление одиночного протектора $R_{п. пр}$; $R_{вх}$ — входное сопротивление трубопровода, т. е. сопротивление, оказываемое трубопроводом, имеющим на изоляции повреждение, входящему в него току, $R_{с. пр}$ — сопротивление кабеля, соединяющего протектор с трубопроводом. Тогда, учитывая естественную разность потенциалов труба — земля V_e , силу тока протектора найдем по закону Ома

$$I_{пр} = \frac{V_{пр} - V_e}{R_{п. пр} + R_{вх} + R_{с. пр}} \quad (25.6)$$

Отметим, что $V_{пр}$ и V_e определяются по одному и тому же электроду сравнения (медносульфатному или водородному). Из (25.6) видно, что чем больше электродный потенциал протектора, тем большей силы ток при прочих равных условиях он может дать. Для того чтобы трубопровод был защищен от коррозии, плотность тока, приходящаяся на единицу длины трубопровода, при минимуме защитного потенциала V_{min} должна быть

$$j_{п} = \frac{kV_{min}}{R_{пер}} \quad (25.7)$$

где $V_{min} = 0,85$ В (по медносульфатному электроду сравнения), $R_{пер}$ — переходное сопротивление трубопровод — грунт; $k = 1,2 \div 1,3$ — коэффициент неравномерности распределения разности потенциалов труба — грунт вдоль трубопровода.

Формулы (25.6) и (25.7) позволяют определить число N необходимых одиночных протекторов на участок определенной длины или длину участка L_1 , защищаемого одним протектором:

$$N = \frac{Lj_{п}}{I_{пр}} \quad (25.8)$$

$$L_1 = \frac{I_{пр}}{j_{п}} \quad (25.9)$$

В однородном грунте протекторы размещаются на равном друг от друга расстоянии L_1 .

Применяют также и групповое размещение протектора. В этом случае необходимо определить силу тока группы протекторов и их переходное сопротивление. Сила тока группы протекторов

$$I_{г. пр} = \frac{V_{пр} - V_e}{R_{пер. г} + R_{вх} + R_{с. пр}} \quad (25.10)$$

где $R_{пер. г}$ — переходное сопротивление группы протекторов.

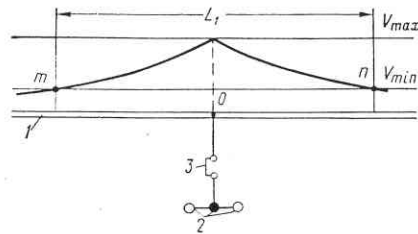


Рис. 25.7. Схема протекторной защиты

Первоначально определяют приближенное число протекторов в группе, необходимое для защиты участка длиной L :

$$N_{г} = \frac{Lj}{0,6I_{пр}} \quad (25.11)$$

где 0,6 — ориентировочный коэффициент взаимовлияния протекторов в группе. Далее определяют

$$R_{пер. г} = \frac{R_{пер}}{N_{г}} \quad (25.12)$$

Одной из важнейших расчетных характеристик является срок службы протектора T , который зависит от массы протектора $Q_{пр}$, электрохимического эквивалента материала протектора q , коэффициентов использования протектора $\eta_{и}$ и его к. п. д. $\eta_{пр}$, а также средней силы тока протектора $I_{пр. ср}$ или группы протекторов $I_{г. ср}$:

$$T = \frac{Q_{пр}q\eta_{и}\eta_{пр}}{8760I_{пр. ср}} \quad (25.13)$$

Протекторы выполняют в форме цилиндрического стержня (табл. 25.8).

Таблица 25.8

Характеристика протекторов

Тип	Диаметр, мм	Высота, мм	Масса, кг	Стальной сердечник		
				форма	диаметр, мм	наличие выводов
МГА-4	85	500	5,2	Спираль	3—4	С обоих
МГА-5	110	600	10,36	Стержень	4—5	С одного
МГА-6	110	600	10,36	То же	4—5	С обоих
МГА-7	85	500	5,2	»	3—4	С одного
МГА-8	81	500	5,2	»	3—4	С обоих

Значение электрохимического эквивалента можно принять по табл. 25.6. Коэффициент $\eta_{и}$ принимают для МГА-7, МГА-8 — 0,95 и МГА-5, МГА-6 — 0,98; к. п. д. $\eta_{пр} \approx 0,6$.

Сооружение протекторной защиты

Сооружение протекторной защиты включает следующие основные операции: устройство скважин диаметром 25—30 см на глубину, превышающую глубину промерзания грунта; присоединение к протектору кабеля сечением 3—5 мм²; подготовку протектора к установке в скважину; установку протектора в скважину; прокладку соединительного кабеля и подсоединение его к трубопроводу.

Бурят скважины с помощью передвижной буровой установки. Перед установкой протектора в скважину заливают специально приготовляемый

заполнитель. Состав заполнителя: гипс, глина, сернокислый натрий, сернокислый магний (табл. 25.9). На этой основе готовят водный раствор пастообразной консистенции. Составы 1, 2 применяют при удельном сопротивлении грунта более 20 Ом·м, состав 3 — менее 20 Ом·м.

Протектор обмазывают заполнителем и устанавливают по центру скважины. Затем оставшее пространство между стенкой скважины и протектором заливают заполнителем, закрывая верхний торец протектора на 15—20 см.

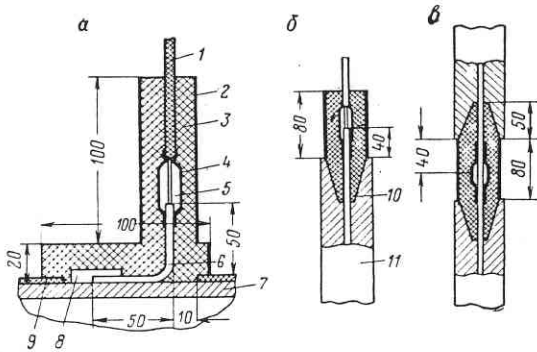


Рис. 25.8. Монтажные узлы соединительного кабеля, выполняемые термитной сваркой, с трубопроводом (а), с сердечником протектора (б) и с сердечниками двух протекторов (в):

1 — провод в пластмассовой изоляции; 2 — оберточная бумага; 3 — изоляция; 4 — изоляция лентой (хлорвиниловой; полиэтиленовой и т. п.); 5 — медная термитная сварка; 6 — стержень; 7 — трубопровод; 8 — железная термитная сварка; 9 — изоляционное покрытие трубопровода; 10 — стальной сердечник; 11 — протектор

Таблица 25.9

Составы заполнителей

Вещество	1	2	3
Сернокислый магний:			
кг	18—19	10—11	13—14
л	14—15	7—8	11—12
Сернокислый натрий:			
кг	—	7—8	—
л	—	5—6	—
Сернокислый кальций:			
кг	7—8	7—8	13—14
л	4—5	4—5	7—8
Глина:			
кг	26—28	26—28	26—28
л	11—12	11—12	11—12
Вода, л	13—14	13—14	13—14

Сверху оставшуюся часть скважины засыпают грунтом. Соединительный кабель прокладывают на глубину 50—80 см и присоединяют его к поверхности труб с помощью термитной сварки (рис. 25.8). Для регулировки работы протектора в соединительный кабель включают шунт, регулируемое сопротивление и размыкатель цепи.

Категории участков магистральных трубопроводов

Участки магистральных трубопроводов	Газопроводы			Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы		
	П ¹	Н	Нд	П	Н	Нд
Переходы через водные преграды судоходные в русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды) при диаметрах трубопровода:						
1000 мм и более	I	—	I	В	—	В
менее 1000 мм	I	—	I	I	—	I
несудоходные с шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более — в русловой части и прибрежные участки длиной 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды) при диаметрах трубопровода:						
1000 мм и более	I	—	I	В	—	В
менее 1000 мм	I	—	I	I	—	I
несудоходные с зеркалом воды в межень до 25 м в русловой части	II	—	III	I	—	I
горные потоки (реки)	I	—	II	I	—	I
поймы рек по горизонту высоких вод 10%-ной обеспеченности при диаметре трубопровода:						
1000 мм и более	II	—	III	I	—	I
менее 1000 мм	II	—	III	I	—	II
участки протяженностью 1000 м от границ горизонта высоких вод 10%-ной обеспеченности	—	—	—	II	—	На категорию ниже чем на поймах
Переходы через болота:						
I типа	III	III	III	III	III	III
II типа	II	III	III	II	II	II
III типа	I	II	II	I	I	II
Переходы через железные и автомобильные дороги (на перегонах):						
железные дороги общей сети, включая участки по обе стороны дороги длиной 40 м каждый от осей крайних путей, но не менее 25 м от подошвы насыпи земляного полотна дороги	I	—	I	II	—	I
подъездные железные дороги промышленных предприятий, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от осей крайних путей	I	—	II	III	—	II
автомобильные дороги I и II категорий, включая участки по обе стороны дороги длиной	I	—	I	II	—	I

Продолжение прилож. 1

Участки магистральных трубопроводов	Газопроводы			Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы		
	П ¹	Н	Н _д	П	Н	Н _д
25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	II	—	II	III	—	II
автомобильные дороги III, III-II и IV-II категорий, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	III	—	III	III	—	III
автомобильные дороги V категории, включая участки по обе стороны дороги длиной 15 м от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	III	III	—	III	III	—
Горная местность при укладке трубопроводов на полках	—	I	I	—	I	I
при укладке трубопроводов в тоннелях	III	III	III	III	III	III
Трубопроводы, прокладываемые в слабосвязанных барханных песках в условиях пустынь	II	—	—	II	—	—
Трубопроводы, прокладываемые по поливным и орошаемым землям хлопковых и рисовых плантаций	III	—	—	III	—	—
прочих сельскохозяйственных культур	II	—	II	II	—	II
Переходы через селевые потоки, конуса выносов и солончаковые грунты	II	II	II	III	—	—
Узлы установки линейной арматуры и не менее 15 м в каждую сторону от них (за исключением участков категорий В и I)	III	III	III	—	—	—
Газопроводы на длине 100 м от линейной запорной арматуры и гребенок подводных переходов (за исключением участков категорий В, I и II)	II	—	II	II	—	II
Трубопроводы, примыкающие к территориям установок комплексной подготовки нефти и газа, станций подземного хранения газа, установок очистки и осушки газа, головных сооружений со стороны коллекторов и магистральных трубопроводов	II	II	II	—	—	—
Межпромысловые коллекторы	I	I	I	I	I	I
Узлы пуска и приема очистных устройств, а также участки трубопроводов по 100 м, примыкающие к ним	I	I	I	I	I	I

Продолжение прилож. 1

Участки магистральных трубопроводов	Газопроводы			Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы		
	П ¹	Н	Н _д	П	Н	Н _д
Трубопроводы, расположенные внутри зданий и в пределах территорий КС и ГРС, НПС, станций подземного хранения газа, а также трубопроводы топливного и пускового газа	В	В	В	I	I	I
Узлы подключения КС в магистральный трубопровод	I	I	I	—	—	—
Газопроводы, примыкающие к ГРС	II	II	II	—	—	—
Пересечения с подземными коммуникациями (канализационными коллекторами, оросительными системами, нефтепродуктопроводами, газопроводами и т. д.) в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникаций	II	—	—	II	—	—
Пересечения с воздушными линиями электропередачи напряжением: 500 кВ и более	II	I	I	II	II	I
от 330 до 500 кВ	II	II	II	III	III	II
менее 330 кВ	III	III	III	III	III	III
Трубопроводы, прокладываемые по подрабатываемым территориям, подверженным карстовым явлениям	II	II	II	II	II	II
Переходы через овраги, балки, рвы	III	III	III	III	III	III
Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы, прокладываемые параллельно рекам с зеркалом воды в межень 25 м и более, каналам, озерам и другим водоемам, имеющим рыбохозяйственное значение, а также выше населенных пунктов и промышленных предприятий на расстоянии от них до 300 м при диаметре труб 700 мм и менее; до 500 м при диаметре труб до 1000 мм включительно; до 1000 м при диаметре труб более 1000 мм	—	—	—	I	I	I

(без предварительного гидравлического испытания на трассе)

¹ П — подземная схема укладки трубопровода; Н — наземная; Н_д — надземная.

Категории местности

Номер категорий	Категория
<i>Равнина</i>	
1	Грунт песчаный без леса с низким стоянием грунтовых вод
2	Грунт песчаный с лесом с низким стоянием грунтовых вод
3	Грунт песчаный без леса с высоким стоянием грунтовых вод
4	Грунт песчаный с лесом с высоким стоянием грунтовых вод
5	Грунт глинистый без леса с низким стоянием грунтовых вод
6	Грунт глинистый с лесом с низким стоянием грунтовых вод
7	Грунт глинистый без леса с высоким стоянием грунтовых вод
8	Грунт глинистый с лесом с высоким стоянием грунтовых вод
9	Грунт скальный без леса с низким стоянием грунтовых вод
10	Грунт скальный с лесом с низким стоянием грунтовых вод
11	Грунт скальный с высоким стоянием грунтовых вод
12	Грунт пльвунный
<i>Переходы через водные преграды</i>	
13	Река I типа, ширина 10—30 м, грунт песчаный и глинистый
14	Река I типа, ширина 10—30 м, грунт скальный
15	Река II типа, ширина 10—30 м, грунт песчаный и глинистый
16	Река II типа, ширина 10—30 м, грунт скальный
17	Река II типа, ширина 31—100 м, грунт песчаный и глинистый
18	Река II типа, ширина 31—100 м, грунт скальный
19	Река II типа, ширина 101—300 м, грунт песчаный и глинистый
20	Река II типа, ширина 101—300 м, грунт скальный
21	Река II типа, ширина 301—1500 м, грунт песчаный и глинистый
22	Река III типа, ширина 10—30 м, грунт песчаный и глинистый
23	Река III типа, ширина 10—30 м, грунт скальный
24	Река III типа, ширина 31—100 м, грунт песчаный и глинистый
25	Река III типа, ширина 31—100 м, грунт скальный
26	Река III типа, ширина 101—300 м, грунт песчаный и глинистый
27	Река III типа, ширина 101—300 м, грунт скальный
28	Река III типа, ширина 301—1500 м, грунт песчаный и глинистый
29	Река IV типа
30	Переход через оползневые участки
31	Переход через овраги и балки
32	Переход через автомобильные и железные дороги

Продолжение прилож. 2

Номер категорий	Категория
<i>Пустыня</i>	
33	Закрепленные грунты
34	Незакрепленные грунты
35	Орошаемые земли
<i>Болота</i>	
36	Болото I типа с лесом
37	Болото II типа без леса
38	Болото II типа с лесом
39	Болото III типа без леса
<i>Вечномерзлые грунты</i>	
40	Грунты 1—2-й категорий просадочности без леса
41	Грунты 3—4-й категорий просадочности без леса
42	Грунты 1-й категории просадочности с лесом
43	Грунты 2-й категории просадочности с лесом
<i>Горы</i>	
44	Продольный уклон 11—20°, грунт песчаный, без леса
45	Продольный уклон 11—20°, грунт глинистый без леса
46	Продольный уклон 11—20°, грунт скальный
47	Продольный уклон 11—20°, грунт песчаный с лесом
48	Продольный уклон 11—20°, грунт глинистый с лесом
49	Продольный уклон 21—30°, грунт песчаный и глинистый без леса
50	Продольный уклон 21—30°, грунт скальный
51	Продольный уклон 21—30°, грунт песчаный и глинистый с лесом
52	Продольный уклон 31—50°, грунт глинистый без леса
53	Продольный уклон 31—50°, грунт глинистый с лесом
54	Продольный уклон 31—50°, грунт скальный

Категории местности

Номер категорий	Категория
<i>Равнина</i>	
1	Грунт песчаный без леса с низким стоянием грунтовых вод
2	Грунт песчаный с лесом с низким стоянием грунтовых вод
3	Грунт песчаный без леса с высоким стоянием грунтовых вод
4	Грунт песчаный с лесом с высоким стоянием грунтовых вод
5	Грунт глинистый без леса с низким стоянием грунтовых вод
6	Грунт глинистый с лесом с низким стоянием грунтовых вод
7	Грунт глинистый без леса с высоким стоянием грунтовых вод
8	Грунт глинистый с лесом с высоким стоянием грунтовых вод
9	Грунт скальный без леса с низким стоянием грунтовых вод
10	Грунт скальный с лесом с низким стоянием грунтовых вод
11	Грунт скальный с высоким стоянием грунтовых вод
12	Грунт пльвунный
<i>Переходы через водные преграды</i>	
13	Река I типа, ширина 10—30 м, грунт песчаный и глинистый
14	Река I типа, ширина 10—30 м, грунт скальный
15	Река II типа, ширина 10—30 м, грунт песчаный и глинистый
16	Река II типа, ширина 10—30 м, грунт скальный
17	Река II типа, ширина 31—100 м, грунт песчаный и глинистый
18	Река II типа, ширина 31—100 м, грунт скальный
19	Река II типа, ширина 101—300 м, грунт песчаный и глинистый
20	Река II типа, ширина 101—300 м, грунт скальный
21	Река II типа, ширина 301—1500 м, грунт песчаный и глинистый
22	Река III типа, ширина 10—30 м, грунт песчаный и глинистый
23	Река III типа, ширина 10—30 м, грунт скальный
24	Река III типа, ширина 31—100 м, грунт песчаный и глинистый
25	Река III типа, ширина 31—100 м, грунт скальный
26	Река III типа, ширина 101—300 м, грунт песчаный и глинистый
27	Река III типа, ширина 101—300 м, грунт скальный
28	Река III типа, ширина 301—1500 м, грунт песчаный и глинистый
29	Река IV типа
30	Переход через оползневые участки
31	Переход через овраги и балки
32	Переход через автомобильные и железные дороги

Продолжение прилож. 2

Номер категорий	Категория
<i>Пустыня</i>	
33	Закрепленные грунты
34	Незакрепленные грунты
35	Орошаемые земли
<i>Болота</i>	
36	Болото I типа с лесом
37	Болото II типа без леса
38	Болото II типа с лесом
39	Болото III типа без леса
<i>Вечномерзлые грунты</i>	
40	Грунты 1—2-й категорий просадочности без леса
41	Грунты 3—4-й категорий просадочности без леса
42	Грунты 1-й категории просадочности с лесом
43	Грунты 2-й категории просадочности с лесом
<i>Горы</i>	
44	Продольный уклон 11—20°, грунт песчаный, без леса
45	Продольный уклон 11—20°, грунт глинистый без леса
46	Продольный уклон 11—20°, грунт скальный
47	Продольный уклон 11—20°, грунт песчаный с лесом
48	Продольный уклон 11—20°, грунт глинистый с лесом
49	Продольный уклон 21—30°, грунт песчаный и глинистый без леса
50	Продольный уклон 21—30°, грунт скальный
51	Продольный уклон 21—30°, грунт песчаный и глинистый с лесом
52	Продольный уклон 31—50°, грунт глинистый без леса
53	Продольный уклон 31—50°, грунт глинистый с лесом
54	Продольный уклон 31—50°, грунт скальный

Номер категорий	Категория
<i>Косогор</i>	
55	Продольный уклон 11—20°, поперечный уклон 8—20°, грунт песчаный и глинистый без леса
56	Продольный уклон 11—20°, поперечный уклон 8—20°, грунт скальный
57	Продольный уклон 11—20°, поперечный уклон более 20°, грунт песчаный без леса
58	Продольный уклон 11—20°, поперечный уклон более 20°, грунт глинистый без леса
59	Продольный уклон 11—20°, поперечный уклон более 20°, грунт скальный
60	Продольный уклон 11—20°, поперечный уклон 8—20°, грунт песчаный и глинистый с лесом
61	Продольный уклон 11—20°, поперечный уклон более 20°, грунт песчаный с лесом
62	Продольный уклон 11—20°, поперечный уклон более 20°, грунт глинистый с лесом
63	Продольный уклон 21—30°, поперечный уклон 8—20°, грунт песчаный и глинистый без леса
64	Продольный уклон 21—30°, поперечный уклон 8—20°, грунт скальный
65	Продольный уклон 21—30°, поперечный уклон более 20°, грунт песчаный без леса
66	Продольный уклон 21—30°, поперечный уклон более 20°, грунт глинистый без леса
67	Продольный уклон 21—30°, поперечный уклон более 20°, грунт скальный
68	Продольный уклон 21—30°, поперечный уклон 8—20°, грунт песчаный и глинистый с лесом
69	Продольный уклон 21—30°, поперечный уклон более 20°, грунт песчаный с лесом
70	Продольный уклон 21—30°, поперечный уклон более 20°, грунт глинистый с лесом
71	Продольный уклон 31—50°, поперечный уклон 8—20°, грунт глинистый без леса
72	Продольный уклон 31—50°, поперечный уклон 8—20°, грунт скальный
73	Продольный уклон 31—50°, поперечный уклон более 20°, грунт глинистый без леса
74	Продольный уклон 31—50°, поперечный уклон более 20°, грунт скальный
75	Продольный уклон 31—50°, поперечный уклон 8—20°, грунт глинистый с лесом
76	Продольный уклон 31—50°, поперечный уклон более 20°, грунт глинистый с лесом
77	Населенный пункт
<i>Произвольные категории местности</i>	
78	Произвольная категория
79	Произвольная категория

Геометрические характеристики сечения труб и их вес

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Вес 1 м трубы, кгс	Площадь поперечного сечения металла трубы, см ²	Момент инерции сечения трубы, см ⁴	Момент сопротивления трубы, см ³
219	8	41,6	53	2 950	269
	9	46,6	59,3	3 270	298
245	10	51,5	65,6	3 590	327
	11	56,4	71,8	3 890	355
	8	46,7	59,5	4 175	341
	9	52,4	66,7	4 640	379
273	10	58	73,8	5 096	416
	11	63,5	80,8	5 532	452
	8	52,3	66,6	5 850	428
325	9	58,6	74,6	6 502	476
	10	64,8	82,6	7 149	523
	11	71,1	90,5	7 776	569
	8	62,5	79,6	10 010	615
	9	70,1	89,3	11 150	686
351	10	77,5	98,9	12 270	755
	11	85,2	108,5	13 370	822
	12	92,6	117,9	14 450	889
	8	67,6	86,2	12 647	701
377	9	75,9	96,7	14 112	804
	10	84,1	107,1	15 557	886
	11	92,2	117,5	16 959	966
426	12	100	127,7	18 336	1 044
	8	72,8	92,7	15 738	837
	9	81,7	104	17 586	938
	10	90,5	115,3	19 384	1 029
508	11	99,3	126,5	21 153	1 122
	12	108	137,6	22 888	1 215
	9	92,6	117,8	25 593	1 201
	10	102,6	130,6	28 243	1 325
	11	112,6	143,4	30 846	1 448
529	12	123	156	33 418	1 569
	9,52	118	149	46 300	1 823
78	9	137,8	146,9	49 613	1 875
	10	152,9	163	54 659	2 066
	11	167,9	178,9	59 927	2 265
	12	182,8	194,8	64 915	2 454

Продолжение прилож. 3

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Вес 1 м трубы, кгс	Площадь поперечного сечения металла трубы, см ²	Момент инерции сечения трубы, см ⁴	Момент сопротивления трубы, см ³
630	9	138	175,5	84 611	2 686
	10	153	194,7	93 563	2 970
	11	168	213,8	102 428	3 252
720	12	183	232,9	111 206	3 530
	9	157,8	200,9	126 812	3 523
	10	175,1	222,9	140 140	3 893
	11	192,3	244,9	153 420	4 262
	12	209,6	266,8	166 649	4 629
	13	226,7	288,6	179 786	4 994
820	14	243,8	310,4	192 913	5 359
	9	180	229,2	188 503	4 598
	10	199,8	254,3	208 446	5 084
	11	219,5	279,4	228 340	5 569
	12	239,1	304,5	248 136	6 053
	13	258,7	329,4	268 236	6 537
	14	278,3	354,8	287 630	7 015
920	9	202	257,4	266 707	5 798
	10	226	285,7	295 470	6 315
	11	247	314	323 743	7 038
	12	269	342,1	352 360	7 660
	13	291	370,2	380 436	8 270
	14	313	398,3	408 415	8 888
	15	341	446,4	466 400	9 915
1020	9	224,1	285,7	364 600	7 158
	10	249,1	317,4	402 780	7 898
	11	273,7	348,5	441 490	8 657
	12	298,3	379,8	481 180	9 435
	13	322,8	411,1	519 400	10 184
	14	347,3	442,2	557 620	10 933
	15	371,8	472,3	595 840	11 682
1220	10	298	379,9	693 350	11 366
	11	328	417,6	762 930	12 508
	12	358	455,2	830 550	13 615
	13	387	492,7	897 680	14 716
	14	416	530,2	964 320	15 809
	15	446	568	1 032 000	16 920

Приложение 4

Прочностные характеристики труб

Наружный диаметр труб, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Марка стали	Шов	Временное сопротивление разрыву, кгс/мм ² , не менее	Предел текучести, кгс/мм ² , не менее	Гарантированное загодом испытательное давление, кгс/см ²
1420	20,5	—	Прямой	56	42	100
	19,5	—	»	60	42	100
1420	17,5	—	»	56	42	90
	16,5	—	»	60	42	90
1220	15,2	17Г1С	»	52	36	70
	12,5	—	»	60	42	80
1220	12	—	»	52	36	65
	12	17Г2СФ	Спиральный	55	38	65
1220	10,5	—	Прямой	60	42	70
	14	17Г1С	»	52	36	90,9
1020	12	17Г1С	Прямой	52	36	76,6
	11	14ХГС	»	50	35	68
1020	10	17Г1С	»	52	36	65
	10	17Г2СФ	Спиральный	55	38	65
1020	9	—	Прямой	60	42	70
	11	17Г1С	»	52	36	82,7
820	8,5	17Г1С	»	52	36	65,5
	9	17Г1С	»	52	36	79,7
720	10,5	14ХГС	»	50	35	91,7
	7,5	17Г1С	»	52	36	65
530	8	17Г2СФ	»	50	36	85
	8	17ГСС	Прямой	52	36	95,5
530	7,5	17ГС	»	52	36	88,7
	10	20	Бесповная	42	25	70
426	9	20	»	42	25	71,5
	8	20	»	42	25	74
377	7	10	Прямой	34	22	69
	8	10	»	34	22	69

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Бородавкин П. П.* Механика грунтов в трубопроводном строительстве. М., «Недра», 1976, 219 с. с ил.
2. *Бородавкин П. П.* Подземные трубопроводы. М., «Недра», 1973, 303 с. с ил.
3. *Бородавкин П. П., Березин В. Л., Рудерман С. Ю.* Выбор оптимальных трасс магистральных трубопроводов. М., «Недра», 1974, 239 с. с ил.
4. *Гольдштейн А. С., Кириенко В. И.* Висячие и арочные переходы нефтепроводов. М., «Недра», 1964, 116 с. с ил.
5. *Жук Н. П.* Курс теории коррозии и защиты металлов. М., «Металлургия», 1976, 472 с. с ил.
6. *Защита от коррозии протяженных металлических сооружений.* Справочник. М., «Недра», 1969, 312 с. с ил.
7. *Лаппо Д. Д., Красножен Г. Ф.* Обобщенные предложения по расчету параметров ветровых волн и их воздействие на гидротехнические сооружения. — «Труды координационных совещаний по гидротехнике». Л., «Энергия», 1969, с. 42—110 с ил.
8. *Петров И. П., Спиридонов В. В.* Надземная прокладка трубопроводов. М., «Недра», 1973, 470 с. с ил.
9. *Смирнов Н. В., Большев В. Г.* Таблицы математической статистики. М., «Наука», 1965, 211 с.
10. *Транспорт и хранение нефти и газа.* М., «Недра», 1975, 247 с. с ил. Авт.: П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, Ф. Ф. Абузова и др.
11. *Фридман О. Н., Седлуга Г. А.* Изоляционные работы и электрозащита на подземных газопроводах. Л., «Недра», 1975, 126 с. с ил.
12. *Фриман Р. Э., Иванов С. А., Бородавкин П. П.* Магистральные трубопроводы. М., «Недра», 1976, 167 с. с ил.
13. *Ходанович И. Е., Кривошеин Б. Л., Бикчентай Р. Н.* Тепловые режимы магистральных газопроводов. М., «Недра», 1971, 210 с. с ил.
14. *Ясин Э. М., Черников В. И.* Устойчивость подземных трубопроводов. М., «Недра», 1968, 120 с. с ил.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

- Анкер 202
 Анодный процесс 366
 Арочный трубопровод 320
 — — монтаж 329
 — — расчет 321
 Атмосферная коррозия 369
- Балластировка 247
 Балочный трубопровод 291
 — — зигзагообразный 298
 — — напряженное состояние 293
 — — с компенсаторами 295
 — — со слабоизогнутыми участками 303
 — — уругоискривленным 299
- Бернулли уравнение 18
 Биссектриса угла 145
 Блуждающие токи 379
 — — общие сведения 379
 — — защита 380
- Водные преграды 49
 — — классификация 49
 Воздействие 87
 — предварительного напряжения 90
 — температурное 90
- Газ природный 16
 — — вязкость 16
 — — газовая постоянная 17
 — — давление насыщенных паров 16
 — — критическая температура 17
 — — основные характеристики 17
 — — относительная плотность смеси 17
 — — средняя вязкость смеси 17
 — — плотность 16
- Газохранилище 7, 8
 Газопровод магистральный 5, 61
 Гидродинамическое давление 18
 Гидравлический расчет газопроводов 42
 — — нефтепроводов 22
 — — уклон 19, 24, 25, 26
- Горы 50
 Грунт болотистый 48, 190
 — вечноморзлый 46, 219
 — — классификация 47
 — — песчаный 212
 — — скальный 160
- Документация проектная 349
 Дорожки спусковые 245
 Дренаж 374, 381
 — прямой 381
 — поляризационный 381
 — усиленный 382
 — характеристики 382
- Закрепление трубопроводов 194, 199
- — утяжеляющими грузами 200
 — — анкерами 202
 Заполнители 390
 Защита трубопроводов от коррозии 364
 — — — блуждающими токами 380
 — — — катодная 372
 — — — протекторная 387
 — — — — расчет 387
 — — — — сооружение 389
 Земляные работы 130, 154, 248
- Изоляция 135
 Информация о трассе 46
 Испытание трубопроводов 340
 — — величина давления 341
 — — воздухом 347
 — — время испытания 343
 — — гидравлическое 345
 — — на прочность 341
- Категории местности 395
 — участков 391
 Катодная защита 372
 — — станция 376
 — контроль 370
 — процесс 366
- Классификация территории 230
 Контролирующий процесс 368
 Коррозия 364
 — атмосферная 364
 — почвенная 369
 Коэффициент перегрузки 98
 — условий работы 99
 — безопасности 99
 — надежности 100
 — постели грунта 117
- Криволинейный участок 144
 — — из гнутых труб 148
 — — уругоискривленный 145
- Критерий оптимальности 50
 — — время 52
 — — длина трубопровода 51
 — — надежность 51
 — — приведенный затраты 51
 — — трудовые затраты 51
- Линейная часть газопровода 6
 — — нефтепровода 9
- Линия наименьшего сопротивления 161
 Лупинг 20
 — расчет 29, 31
- Магистральный трубопровод 5
 — газопровод 5, 61
 — нефтепровод 7, 9, 62
 — нефтепродуктопровод 7
 — — классификация 12, 13

— — категории 12
 Метод укладки трубопроводов бесподъемный 141
 — — — совмещенный 136, 198
 — — — сплавом 195
 — — — раздельный 141, 195
 Модель местности 54
 — грунта 107
 Монтаж трубопровода на продольном уклоне 168
 — — на косогорном участке 169
 — — из укрупненных элементов 170
 Морской трубопровод 279
 — — воздействие волн 282
 — — выбор трассы 280
 — — закрепление 288
 — — защита от повреждений 289
 — — общие сведения 279
 — — технология строительства 284
 Надземный трубопровод 289
 — — конструктивные схемы 290
 Наспль 204
 — расчетная схема 205
 Нагрузка 87
 — ветровая 90
 — внутреннее давление 90
 — выталкивающая сила воды 90, 260
 — временная 88
 — давление воды 89
 — — грунта 89
 — кратковременная 89
 — нормативная 88, 98
 — особая 88, 89
 — постоянная 88, 89
 — расчетная 88
 — снеговая 90
 — собственный вес 89
 Напряжения кольцевые 93, 94
 — нестабилизированные 91
 — продольные 93, 94
 — от внешних воздействий 95
 — от давления воды 96
 — стабилизированные 91
 Напряженное состояние в оползне 178, 183
 — — на продольном уклоне 175
 — — при укладке в траншею 139
 Нефть и нефтепродукты 14
 — — взрывоопасность 15
 — — вредность паров 16
 — — высоковязкие 37
 — — вязкость 14
 — — плотность 14
 — — степень огнеопасности 15
 — — теплопроводность 15
 — — электризация 16
 Определение диаметра 22
 — числа НС 27
 Опоры 304, 307
 Организация строительства 351
 Очистка трубопровода 337
 — — продувкой 337
 — — промывкой 339

Парк резервуарный 20
 Перекачка газа 39
 Перемещение трубопровода конечной длины 121
 — — — продольное 116
 — — при неоднородном грунте 117
 — — при переменном усилии 119
 Подвесные трубопроводы 308
 — — пилонь 315
 — — расчет 310, 314
 — — схемы 309
 — — технология сооружения 125
 — — узлы 316
 Подводные переходы 233
 — — классификация 240
 — — конструкции 241
 — — расчет устойчивости 266
 Подготовка газа 41
 Подземные переходы 331
 — — горизонтальное бурение 336
 — — конструкция 332
 — — продавливание 334
 — — прокальвание 334
 — — технология строительства 333
 — — характеристики 331
 Подъемная сила 264
 Поляризация электронов 367
 Предел прочности 98
 — текучести 98
 Предельные состояния 98
 Препятствия 227
 — — естественные 227
 — — искусственные 227, 231
 — — классификация 229
 — — общая характеристика 227
 — — ожидаемое число 228, 231
 Проверка прочности 101
 Продольная сила 93, 106
 Проект производства работ 357
 — — организации работ 360
 — — строительства 355
 Продолжительность строительства 125
 Пропускная способность газопровода 40
 — — нефтепровода 23
 Профилирование 75
 Профиль трубопровода 76
 — — влияние на объем работ 77
 — — общие сведения 75
 — — оптимизация 79, 82
 — — практическая реализация 84
 Протекторная защита 387
 — — расчет 387
 — — сооружение 389
 — — характеристики 389
 Потери напора 18, 24
 Почвенная коррозия 369
 Самонесущие трубопроводы 325
 — — монтаж 330
 — — расчет 326
 Сваи песчаные 240
 Сетка для поиска трасс 54, 72
 — — — группы узлов 69
 — — — дуга 54

— — — узел 54, 69
 Силовое воздействие потока 260, 262
 Скорость движения жидкости 18
 Скрепер 251
 Сооружения головные 5, 8, 9
 Сопротивление временное 98
 — контролируемое 98
 — переходное 374
 — расчетное 98
 — лобовое 263
 Станция компрессорная 6
 — насосная 9
 — головная 9
 — промежуточная 9
 — катодной защиты (СКЗ) 383
 — — — характеристики 384
 — — — характеристики 384
 Схема укладки трубопровода 10, 77, 138
 — — — надземная 10
 — — — наземная 10, 221
 — — — подземная 10, 138, 219
 — — — полуподземная 10
 — — перекачки нефти 18
 — — — одного вида 19
 — — — последовательная 19, 35
 — — горячей перекачки 37
 — — обвязки насосов 22
 — — подключения резервуаров 21
 Равнина 47
 Работы землеройные 130, 154, 216, 248
 — — изоляционные 134, 136, 165, 170, 218
 — — линейные 124
 — — монтажные 131, 165
 — — подготовительные 152, 243, 249
 Радиус кривизны 149
 — — упругого изгиба 147
 — — холодного гнутья 148
 Разработка траншей в скальных грунтах 158
 — — на болотах 190
 — — на полках в горах 163
 — — на продольном уклоне 154
 Расстановка насосных станций 22, 27, 29
 Расчет трассы 152
 Расчет прочности 97
 Расход ВВ 161

Тип руслового процесса 234
 — — — ленточно-грядовый 234
 — — — меандрирование 236
 — — — осередковый 235
 — — — побочный 235
 — — — пойменная многорукавность 235
 Траншея 131
 — разработка 131
 Трасса 45
 — область поиска 52, 53
 — обследование 127
 — подготовка 126
 — поиск 55
 — — кратных 58
 — — конфигурации 64
 — — практическая реализация поиска 71
 — приемка 127
 Тяговый трос 259
 — усилие 257

Удельное электрическое сопротивление 371
 Узел очистки газа 6
 — переключений 6
 — редуцирования 6
 — учета количества газа 6
 Укладка продувочных трубопроводов 251
 — — — протаскиванием 252
 — — — «труба в трубе» 278
 — — — с поверхности воды 268
 Устойчивость трубопровода 106, 109, 113
 Уплотнение грунта 209
 Участки трубопровода 13
 — — — I категории 13
 — — — II категории 14
 — — — III категории 14

Футеровка трубопровода 247

Характеристики труб 397, 398, 399

Эталон местности 55
 Электродный потенциал 366
 Электрод сравнения 366

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Раздел первый	
Основные сведения о магистральных трубопроводах и технологии перекачки нефти и газа	
Глава 1. Основные сведения о магистральных трубопроводах	5
§ 1. Состав магистральных трубопроводов и их конструктивные схемы	5
§ 2. Классификация магистральных трубопроводов и разделение их на категории	12
Глава 2. Основы перекачки нефти и газа по трубопроводам	14
§ 3. Основные характеристики нефти, нефтепродуктов и газа	14
§ 4. Схемы перекачки нефти и нефтепродуктов	18
§ 5. Расчет технологических параметров нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Расстановка НС вдоль фиксированной трассы трубопровода	22
§ 6. Оптимизация параметров нефтепровода	31
§ 7. Последовательная перекачка различных нефтепродуктов по одному трубопроводу	35
§ 8. Особенности перекачки высоковязких и застывающих нефтей	37
§ 9. Перекачка газа по трубопроводам	39
Раздел второй	
Выбор трасс магистральных трубопроводов. Оптимальное профилирование	
Глава 3. Выбор оптимальной трассы	45
§ 10. Основные сведения о задачах, решаемых при оптимальном проектировании	45
§ 11. Информация, необходимая для выбора оптимальной трассы. Критерии оптимальности	46
§ 12. Определение области поиска оптимальной трассы	52
§ 13. Цифровая модель местности	54
§ 14. Выбор оптимальной трассы и кратных трасс на сетке между двумя точками	55
§ 15. Выбор оптимальной трассы трубопровода с учетом расстановки насосных и компрессорных станций	61
§ 16. Выбор оптимальной конфигурации трубопроводной системы	64
§ 17. Применение метода последовательного анализа вариантов при поиске оптимальной трассы магистральных трубопроводов	67
§ 18. Практическая реализация поиска оптимальных трасс	71
Глава 4. Оптимальное профилирование подземных магистральных трубопроводов	75
§ 19. Общие сведения о профилировании	75
§ 20. Анализ влияния продольного профиля на объем земляных работ	77
§ 21. Оптимизация продольного профиля при упругом изгибе трубопровода	79
§ 22. Профилирование трубопровода с использованием упругого изгиба и кривых вставок	82
§ 23. Реализация оптимального профилирования на ЭВМ	84
Раздел третий	
Напряженное состояние, прочность, устойчивость и перемещения подземных трубопроводов	
Глава 5. Прочность подземных трубопроводов	87
§ 24. Нагрузки и воздействия	87
§ 25. Внутренние усилия и напряжения в подземном трубопроводе	91
§ 26. Напряжения в трубопроводе от внешних воздействий	95
§ 27. Методы расчета прочности. Расчет толщины стенки труб	97

Глава 6. Устойчивость и перемещения подземных трубопроводов	106
§ 28. Устойчивость подземных прямолинейных трубопроводов	106
§ 29. Устойчивость трубопровода, имеющего начальные упругие искривления	113
§ 30. Продольные перемещения подземного трубопровода	116

Раздел четвертый

Технология строительства линейной части трубопроводов в нормальных условиях

Глава 7. Основные принципы, положенные в основу линейного строительства	124
Глава 8. Подготовка трассы и строительной полосы. Транспортные работы	126
§ 31. Подготовка трассы и строительной полосы	126
§ 32. Транспортные работы	128
Глава 9. Земляные работы	130
Глава 10. Монтажные и изоляционно-укладочные работы	131
§ 33. Монтажные работы	131
§ 34. Изоляционно-укладочные работы	134
Глава 11. Сооружение криволинейных участков трубопроводов	144
§ 35. Общие сведения о криволинейных участках	144
§ 36. Упругоискривленные участки	145
§ 37. Криволинейные участки из гнутых труб	148

Раздел пятый

Трубопроводы в сложных условиях

Глава 12. Горные трубопроводы	151
§ 38. Общая характеристика условий строительства трубопроводов в горах	151
§ 39. Подготовительные работы	152
§ 40. Земляные и скальные работы	154
§ 41. Монтажные и изоляционно-укладочные работы	165
§ 42. Напряженное состояние трубопроводов, сооружаемых в горах	174
§ 43. Особенности сооружения и эксплуатации трубопровода на оползневых участках	178
Глава 13. Строительство трубопроводов на болотах	187
§ 44. Классификация болот	187
§ 45. Разработка траншей на болотах	190
§ 46. Методы укладки трубопроводов в траншею и их закрепление	194
§ 47. Укладка трубопроводов в насыпях и с усилением несущей способности грунта	204
Глава 14. Трубопроводы, сооружаемые в пустынях	210
§ 48. Особенности выполнения строительных работ в пустынях	210
§ 49. Особенности статической работы трубопроводов в сыпучих грунтах и влияние, оказываемое ими на конструкцию трубопровода и технологию ведения работ	212
§ 50. Транспортные, земляные и изоляционно-укладочные работы	214
Глава 15. Трубопроводы, сооружаемые на вечномёрзлом грунте	219
§ 51. Тепловое взаимодействие трубопроводов с вечномёрзлым грунтом	219
§ 52. Методы уменьшения теплового воздействия трубопровода на окружающую среду	221
§ 53. Конструктивные схемы и технология сооружения трубопроводов на вечномёрзлых грунтах	224

Раздел шестой

Переходы магистральных трубопроводов через естественные и искусственные препятствия

Глава 16. Общая характеристика естественных и искусственных препятствий, ожидаемое число препятствий	227
§ 54. Общая характеристика препятствий	227
§ 55. Ожидаемое число препятствий	228

Глава 17.	Подводные переходы трубопроводов	233
§ 56.	Устойчивость дна и берегов водоемов на участках переходов. Классификация подводных переходов	233
§ 57.	Конструктивные схемы подводных трубопроводов	241
§ 58.	Подготовительные работы	243
§ 59.	Земляные работы	248
§ 60.	Технология укладки подводных трубопроводов и расчетное обоснование схем укладки	251
§ 61.	Морские трубопроводы	279
Глава 18.	Надземные трубопроводы	289
§ 62.	Области применения и конструктивные схемы надземных трубопроводов	289
§ 63.	Балочные трубопроводы без компенсации удлинений	291
§ 64.	Балочные трубопроводы с компенсацией удлинений	295
§ 65.	Конструкции опор балочных трубопроводов и технология их сооружения	304
§ 66.	Подвесные трубопроводы	308
§ 67.	Арочные и самонесущие висячие трубопроводы	320
Глава 19.	Подземные переходы трубопроводов под дорогами и другими искусственными препятствиями	331
§ 68.	Характеристики искусственных препятствий	331
§ 69.	Конструкции переходов	332
§ 70.	Сооружение переходов	333

Раздел седьмой

Очистка внутренней полости и испытание трубопроводов

Глава 20.	Очистка трубопровода	337
§ 71.	Схемы очистки внутренней полости трубопровода	337
Глава 21.	Испытание трубопроводов	340
§ 72.	Характеристики процесса испытания на прочность	341
§ 73.	Технология испытания на прочность	345

Раздел восьмой

Организация строительства трубопроводов

Глава 22.	Состав проектной документации и основные сведения по организации строительства	349
§ 74.	Состав проектной документации	349
§ 75.	Основные положения организации строительства трубопроводов	351
§ 76.	Проекты организации строительства и производства работ	353
§ 77.	Проекты организации работ на годовую программу предприятия	360

Раздел девятый

Защита металлических трубопроводов от коррозии

Глава 23.	Общие сведения о коррозии трубопроводов. Атмосферная коррозия и защита от нее	364
§ 78.	Общие сведения о коррозии металлических трубопроводов	364
§ 79.	Краткая характеристика механизма разрушения металлов в электролитной среде	366
§ 80.	Атмосферная коррозия и защита трубопроводов от нее	369
Глава 24.	Почвенная коррозия и защита от нее	369
§ 81.	Почвенная (грунтовая) коррозия	369
§ 82.	Катодная защита трубопроводов от грунтовой коррозии	372

Глава 25.	Защита трубопроводов от блуждающих токов	379
§ 83.	Общие сведения	379
§ 84.	Защита трубопроводов от коррозии блуждающими токами	380
§ 85.	Станции катодной защиты и анодное заземление	383
§ 86.	Протекторная защита	387
Приложение 1	391
Приложение 2	394
Приложение 3	397
Приложение 4	399
Список литературы	400
Предметный указатель	401