

**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»*

ИЗДАНИЕ ВТОРОЕ, ПЕРЕРАБОТАННОЕ И ДОПОЛНЕННОЕ



МОСКВА "НЕДРА" 1987

Бородавкин П. П., Березин В. Л. Сооружение магистральных трубопроводов: Учебник для вузов. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1987. — 471 с.

Описаны технологическое и строительное проектирование и технология строительства магистральных трубопроводов. Изложены основы выбора оптимальных трасс и методы их реализации. Даны расчеты прочности и устойчивости трубопроводов и методы их расчета при сооружении в сложных условиях (реки, болота, пустыни, горы, мерзлые грунты). Рассмотрены технология и организация скоростного строительства. Приведены новые методы расчетов и технология сооружения электрохимической защиты трубопроводов от коррозии.

Во втором издании (1-е изд. — 1977) устаревшие данные и СНиПы заменены новыми; особое внимание уделено технологии строительства в условиях Сибири. Введен раздел об охране природы.

Для студентов вузов, обучающихся по специальности «Сооружение газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз».

Табл. 31, ил. 256, список лит. — 4 назв.

Рецензент: кафедра сооружения трубопроводов Уфимского нефтяного института.

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 транспортирования на огромные расстояния газа и нефти от мест их добычи к местам потребления. Трудно даже представить, каким видом транспорта, кроме трубопроводного, можно ежегодно перемещать миллиарды кубических метров газа из Восточных и Северных районов СССР в Центральные и Западные. 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. Перевозка сотен миллионов тонн нефти по железной дороге существенно снижает пропускную способность 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.

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.

Первые трубопроводы небольшой протяженности (до 20 км) строились в основном для транспортирования нефти и керосина от промыслов до нефтеперегонных заводов Баку. В 1896—1906 гг. был построен первый магистральный трубопровод для перекачки керосина из Баку в Батуми. Проект керосинопровода был выполнен под руководством выдающегося русского инженера В. Г. Шухова. Длина трубопровода 883 км, диаметр 200 мм; вдоль трассы были сооружены 16 перекачивающих станций. По протяженности и по технической оснащенности этот трубопровод долгое время не имел себе равных в мире. В 1910—1913 гг. был построен мазутопровод диаметром 200 мм

из Грозного в Махачкалу. Был построен ряд других трубопроводов, имевших в основном местное значение. Всего до 1917 г. находились в эксплуатации трубопроводы общей протяженностью 1302 км. 17 марта 1920 г. В. И. Ленин подписал Постановление Совета Рабочей и Крестьянской Обороны «О сооружении нефтепровода от Эмбинского нефтеносного района до 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. До 1936 г. основным районом трубопроводного строительства был Кавказ. И только с возникновением нового нефтяного района на Урале и в Поволжье трубопроводы начали строиться в Центральных районах. К 1941 г. в СССР действовало уже 4500 км магистральных трубопроводов для перекачки нефти и нефтепродуктов.

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. Но лишь в послевоенные годы строительство трубопроводов было поставлено на индустриальную основу. Первым трубопроводом, который был построен из труб большого диаметра (720 мм) с использованием отечественной техники и технологии строительства, был газопровод Ставрополь—Москва с отводом на Ленинград (1957 г.). Газопровод не имел себе равных в СССР 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 7,5 МПа. Полностью механизированы земляные и изоляционно-укладочные работы, а сварка стыков труб в значительной мере автоматизирована.

В период 1975—1986 гг. строительство нефтяных и особенно газовых магистралей велось на качественно новой основе как в организационном, так и в техническом плане. Разработаны техника, технология и организация поточного строительства, позволившие в невиданно короткие сроки построить систему газопроводов в сложнейших природных условиях севера Тюменской области — основного газодобывающего района страны.

Характерной особенностью современного трубопроводного строительства является планомерное создание Единой системы газоснабжения СССР (ЕСГ СССР). Такой подход обеспечивает бесперебойность снабжения газом потребителей даже при выходе из строя отдельных элементов ЕСГ за счет переключения подачи газа по резервным магистралям.

Партия и правительство уделяют исключительное внимание развитию трубопроводного транспорта газа и нефти.

Поставленная XXVII съездом КПСС важнейшая задача по обеспечению устойчивого удовлетворения растущих потребностей страны в различных видах топлива и энергии требует интенсификации работ и по созданию системы трубопроводного транспорта.

Предстоит освоить Ямбургское, а затем и Ямальское месторождения газа и нефти. А это означает, что необходимо освоить методы и технологию строительства трубопроводов в Заполярье с его суровыми природно-климатическими условиями, сплошным распространением вечномёрзлых грунтов.

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

Раздел I

Основные сведения о магистральных трубопроводах и технологии перекачки нефти и газа

Глава 1

ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

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 название, характеризующее его целевое назначение: 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 дальнему транспорту. Комплекс головных сооружений (ГС) зависит от состава и давления газа, добываемого на промысле и поступающего на газосборный пункт. Как пра-

Вило, 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 относятся и КС в начальной точке газопровода, на территории которой обычно размещается комплекс перечисленных сооружений. 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 подачей в газопровод его очищают и осушают, так как без предварительной подготовки он будет засорять трубопровод, вызывать преждевременный износ запорной и регулирующей арматуры, 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.

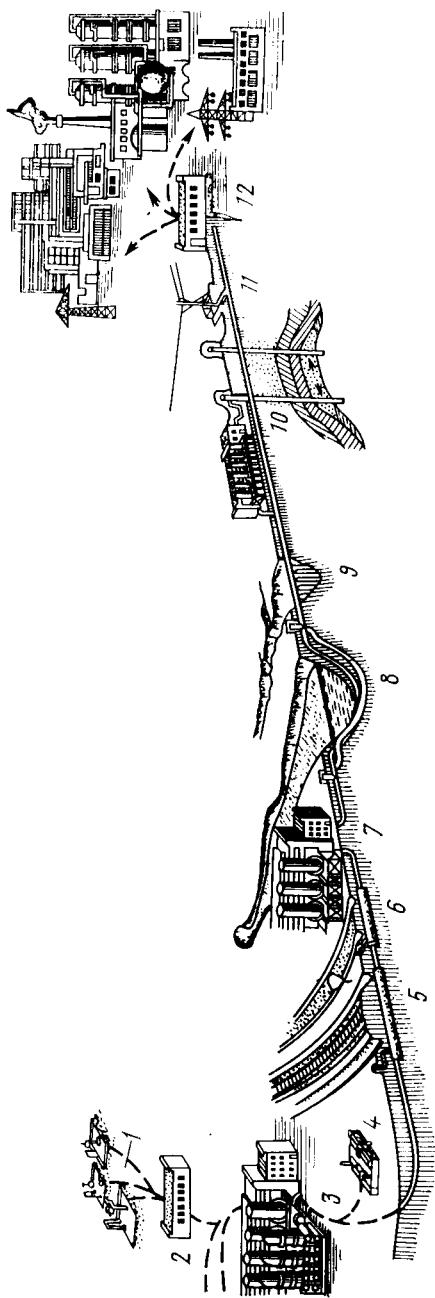


Рис. 1.1. Схема магистрального газопровода:

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

Жидкие примеси, скапливаясь в пониженных местах газопровода, будут сужать его сечение, способствовать образованию гидратных и гидравлических пробок.

Для очистки газа от механических примесей используют горизонтальные и вертикальные сепараторы, цилиндрические масляные и циклонные пылеуловители. В сепараторах отделяется примесь 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 магистральных газопроводов их устанавливают группами в зависимости от необходимой пропускной способности. Размеры пылеуловителей: по диаметру от 1000 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 двумя способами: абсорбционным (с жидким поглотителем) и адсорбционным (с твердыми поглотителями). Газ после пылеуловителей попадает в абсорберы, где очищается от взвешенных капель жидкости и водяных паров путем активного контакта с абсорбентом, чаще всего диэтиленгликолем. В последнее время определенное значение приобретает осушка газа твердыми поглотителями. В качестве адсорбентов применяют активированную окись алюминия, флюорит, боксит, силикагель или 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 без дросселирования подводят к установке и направляют во влагосорбник для предварительной очистки. Затем в теплообменнике происходит 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 во избежание образования кри-

сталлогидратов. Наиболее перспективной в настоящее время считается низкотемпературная сепарация с впрыском ингибитора гидратообразования непосредственно в поток газа. Недостатком такой схемы является использование в ней громоздких и металлоемких теплообменников типа «труба в трубе». Более эффективны кожухотрубные теплообменники с впрыском диэтиленгликоля.

Для улавливания жидкости и твердых примесей, оставшихся 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 приобретенное качество и доходит к потребителям почти с начальной степенью одоризации. Применяют одоризационные установки барботажные, с капельным одоризатором и др. В последнее время широко используются автоматические одоризационные установки. Учитывая, что одоранты — легкоиспаряющиеся горючие жидкости, при обращении с ними требуется строгое соблюдение мер безопасности.

Головная КС отличается от линейной тем, что на ее территории размещены все установки по подготовке газа к дальней перекачке. 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. Некоторые из этих препятствий показаны на рис. 1.1 (5, 6, 8, 9). Конечно, схема рис. 1.1. лишь очень условно и в минимальной мере отображает реальные условия действительной местности. Более детально они рассматриваются в дальнейших разделах учебника.

Компрессорные станции представляют собой площадочный комплекс сооружений, включающий объекты: компрессорный цех, содержащий установки для компримирования (сжатия) газа, установки пылеуловителей, попутной очистки газа от вредных примесей, установки охлаждения газа (рис. 1.4).

Газораспределительные станции предназначены для снижения давления газа до уровня, необходимого потребителям газа (от 0,3 до 1,2 МПа). Кроме того, на ГРС осуществляется дополнительная очистка и осушка газа и, если степень одоризации недостаточна, — дополнительное введение одоранта. Дав-

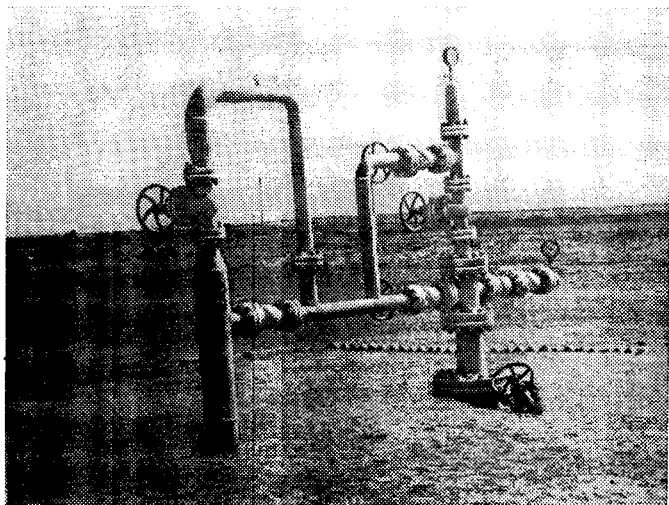


Рис. 1.2. Обустройство газовой скважины

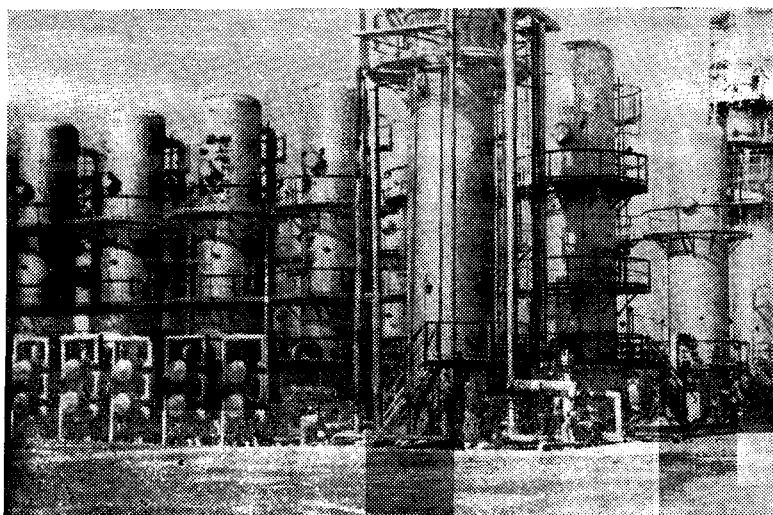


Рис. 1.3. Головные сооружения газопровода

ление газа в магистрали предусматривается в широком диапазоне — от 1 до 7,5 МПа, на выходе — от 0,3 до 1,2 МПа, иногда (при промышленном потреблении и разводящей сети среднего давления) до 2,5 МПа. В зависимости от производительности ГРС подразделяются на две группы: первая группа рассчитана на малых и средних газопотребителей с расходом газа ме-

нее 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, обору-
дуемые висциновыми фильтрами, масляными пылеуловите-
лями или газовыми сепараторами;

узлы редуцирования, где давление газа снижается и автома-
тически поддерживается на заданном уровне с помощью регу-
ляторов давления (РД) различной мощности;

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

узлы-переключения с запорными устройствами для направ-
ления 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 слу-
чае непредвиденного повышения давления в системе газ авто-
матически 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;

внешние входные и выходные трубопроводы — гребенка
с большим числом запорной арматуры;

устройства КИП и автоматики;

электрооборудование и регулирующие устройства электро-
химической защиты примыкающей линейной части газопровода.

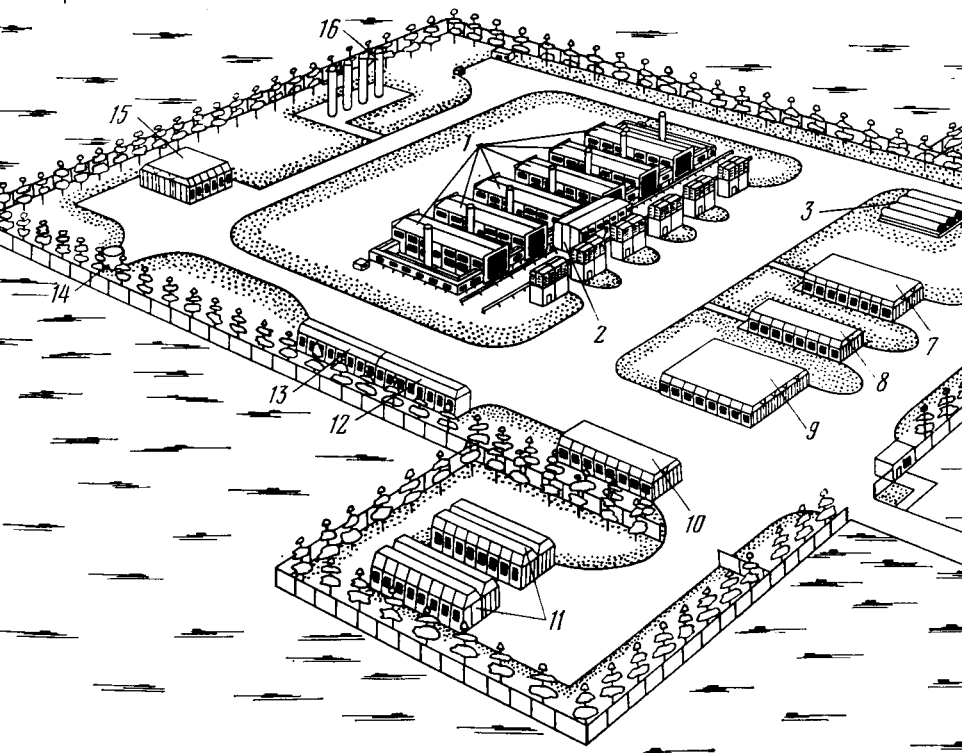
Все ГРС оборудуют автоматически действующими регули-
рующими клапанами в комплексе с регуляторами давления или
пневмореле, расходомерами и другими установками.

Подземные хранилища газа обеспечивают регулирование се-
зонной неравномерности потребления газа. Сооружают их в вы-
работанных нефтяных и газовых месторождениях, а также
в благоприятных геологических структурах (водоносные пори-
стые пласты). Для хранения газов хранилища сооружают в от-
ложениях каменной соли. На рис. 1.5 изображена схема ПХГ
в водоносном пласте.

Магистральные нефтепровод и нефтепродуктопровод вклю-
чают следующие группы сооружений (рис. 1.6):

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

линейную часть, состоящую из собственно трубопровода с от-
ветвлениями и лупингами (лупинг — трубопровод, идущий па-
раллельно с основным на некотором участке), запорной армату-



1.4. Общий вид КС:

1 — компрессорно-рекуперативные агрегаты; 2 — передвижная мастерская; 3 — блок емкости масел; 4 — резервуар для воды; 5 — насосная масел; 6 — операторная; 7 — операторная; 8 — узел связи; 9 — электрозащитная и аккумуляторная; 10 — электростанция ПАОС-1250; 11 — электростанция ПАОС-1250; 12 — материальный склад; 13 — ремонтная мастерская; 14 — блок-бокс редуцирования газа; 15 — блок-бокс редуцирования газа; 16 — установка очистки газа

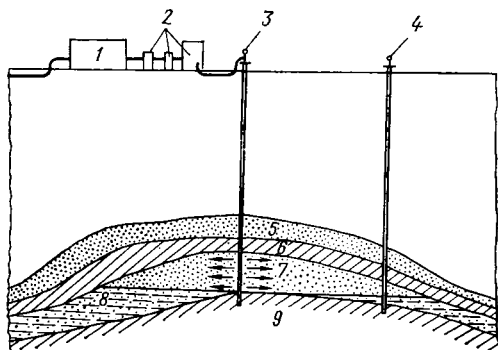
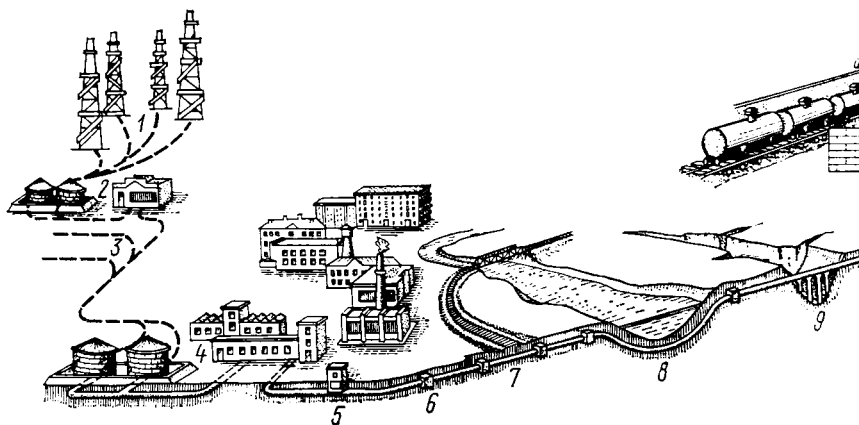


Рис. 1.5. Схема подземного газопровода:
1 — КС; 2 — установка по подготовке газа; 3 — наблюдательная скважина; 5 — газопровод; 6 — коллектор, заполненный газом; 8 — водоупор

Рис. 1.6. Схема магистрального газопровода:
1 — промысел; 2 — насосная станция; 3 — магистральный газопровод; 4 — компрессорная станция; 5 — газопровод; 6 — коллектор, заполненный газом; 8 — водоупор



рой, переходами через естественные 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, то сооружают распределительную нефтебазу, на которой нефть учитывается, хранится и распределяется между заводами; конечным пунктом нефтепродуктопровода является крупная нефтебаза, снабжающая нефтепродуктами район или область.

На ГНС размещаются резервуарный парк, основная и подпорная насосные, внутривысочные трубопроводы, установка счетчиков, площадка запуска скребкового очистителя (на нефтепродуктопроводах — шаровых разделителей), помещение с фильтрами тонкой очистки, системы общего и обратного 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 производятся 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, линейная часть представляет непрерывную нить, сваренную из отдельных труб и уложенную вдоль трассы тем или иным способом. Линейная часть трубопровода

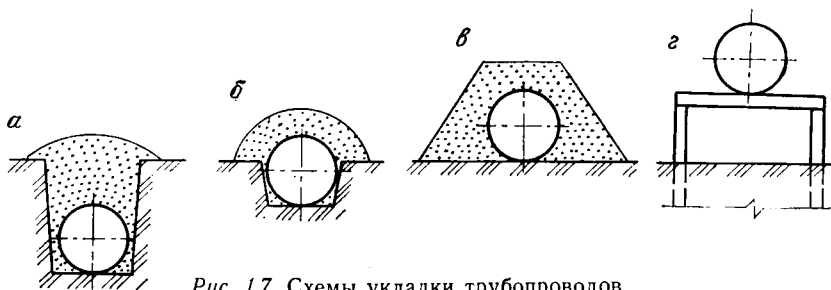


Рис. 1.7. Схемы укладки трубопроводов

прокладывается в 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 шоссейные 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.

Вопрос о выборе схемы прокладки очень важен. От его правильного решения зависит надежность трубопровода. Выбор каждой схемы должен быть всесторонне обоснован. Так, при подземной схеме на участках с высоким стоянием грунтовых вод необходима специальная балластировка и надежное антикоррозионное покрытие, что 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. Наземную и полуподземную схемы укладки иногда применяют в сильно обводненных и заболоченных районах. Недостатком ее является плохая устойчивость грунта насыпи, который 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.

КЛАССИФИКАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И РАЗДЕЛЕНИЕ ИХ НА КАТЕГОРИИ

В соответствии со СНиП 2.05.06—85 магистральные трубопроводы классифицированы следующим образом. Газопроводы подразделены на два класса: I класс — рабочее давление газа от 2,5 до 10 МПа включительно; II класс — газопроводы с рабочим давлением газа от 1,2 до 2,5 МПа включительно. Нефте-

проводы и нефтепродуктопроводы подразделены на четыре класса: I класс — при условном диаметре свыше 1000 до 1200 мм; II класс — при условном диаметре труб свыше 500 до 1000 мм включительно; III класс — при условном диаметре труб свыше 300 до 500 мм включительно; IV класс — трубопроводы с условным диаметром 300 мм и менее.

Разделение трубопроводов и их участков на категории

Наряду с этой классификацией СНиП 2.05.06—85 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.

Приведенная классификация и категории трубопроводов определяют в основном требования, связанные с обеспечением прочности или неразрушимости труб. В северной природно-климатической зоне все трубопроводы относятся к III категории. Исходя из этих же требований, в СНиП 2.05.06—85 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 перекачиваемый продукт попадает 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

Таблица 1.1. Категории магистральных трубопроводов

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

аварии. Поэтому к таким участкам должны быть предъявлены более жесткие требования.

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 строительного-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, исключаяющие обычные, типовые для линейного строительства методы работ. На таких участках необходимы специальные машины и специальная технологическая схема ведения работ.

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 уча-

стков любой крутизны, вечномерзлые 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

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— $\rho_{4^{20}}$) 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 $\rho_t = \rho_{20} - \xi(t - 20)$, где ρ_{20} — плотность нефтепродукта при 20 °С; ξ — температурная поправка $\xi = 1,825 - 0,00131\rho_{20}$.

Вязкость — свойство нефти и нефтепродукта оказывать сопротивление перемещению одной части нефти или нефтепродукта относительно другой. Различают динамическую η и кинематическую ν вязкости: $\nu = \eta/\rho$.

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 застывшими) может осуществляться только с подогревом. При изменении температуры кинематическую вязкость можно рассчитывать по формуле Рейнольдса

$$\nu = \nu_* \exp[-u(t - t_*)],$$

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 и удельная теплоемкость c_p характеризуют теплофизические свойства нефти и нефтепродуктов:

$$\lambda = 137/\rho_{15}(1 - 0,00054t); \quad c_p = 1/\sqrt{\rho_{15}}(1687 - 3,39t),$$

где ρ_{15} — плотность нефти или нефтепродукта при $t = 15$ °С. Следует иметь в виду, что c_p в интервале температур 0—110 °С изменяется в пределах 1680—2500 Дж/(кг·°С). Поэтому в прикидочных расчетах можно принимать значение 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 наинизшая 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).

Взрывоопасность — способность паров нефтепродуктов взрываться в смеси. Ниже нижнего предела она не взрывается и не горит; при концентрации выше верхнего предела смесь горит.

Таблица 2.1. Классификация нефтепродуктов по огнеопасности

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

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.

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 содержание в воздухе в виде паров 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 применяя защитных антикоррозионных 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 $\rho_0 = M/22,41$, где M — молярная (или молярная) масса газа, кг/моль; 22,41 — объем моля в нормальных условиях. Для нормальных условий (температура газа $t_0 = 0$, давление $p_0 = 0,1$ МПа) плотности природных газов (несжиженных) колеблются в пределах, приведенных в табл. 2.2.

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.

Таблица 2.2. Основные характеристики газов

Компоненты смеси	M_i , кг/моль	$T_{кр}$, °C	p , МПа	ρ , кг/м³	η_i , Па·с	r_i	
						для газа I	для газа II
Метан CH_4	16,04	—82,4	4,493	0,717	103	0,912	0,914
Этан C_2H_6	30,07	123	4,768	1,344	86,03	0,028	0,051
Пропан C_3H_8	44,09	96,6	4,257	1,967	75,04	0,009	0,01
Бутан C_4H_{10}	58,12	152	3,495	2,598	69,06	0,006	0,003
Пентан C_5H_{12}	72,15	193,2	3,237	3,221	61,99	0,007	0,004
Углекислый газ CO_2	44,01	81	6,654	1,977	138	0,005	0,011
Сероводород H_2S	34,08	100,4	7,329	1,539	126,9	—	0,001
Азот, гелий и другие редкие газы	28,02	—147	3,394	1,251	166	0,033	0,006

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 $\rho_{см} = M_{см}/22,41$, где

$M_{см} = \sum_i r_i M_i$, r_i — молекулярная (объемная) концентрация i -го компонента смеси; M_i — молекулярная масса i -го компонента.

Относительная плотность смеси газов по отношению к воздуху $\Delta_{см} = \rho_{см}/\rho_v$, где ρ_v — плотность воздуха.

Средняя вязкость смеси $\eta_{см} = \sum_i r_i \eta_i$, где η_i — вязкость i -го компонента смеси.

Критические температура и давление смеси определяются из выражений

$$T_{кр. см} = \sum_i r_i T_{кр. i}; \quad p_{кр. см} = \sum_i r_i p_{кр. i}.$$

Газовая постоянная смеси $R_{см} = 8300/M_{см}$.

В табл. 2.2 приведены основные характеристики компонентов смеси двух газов (I смесь — газ без сероводорода; II смесь — с сероводородом) при $T=0^\circ\text{C}$, $p=0,1$ МПа.

Приведем средние значения основных характеристик смесей газов I и II:

Смесь	I	II
$M_{см}$, кг/моль	17,86	17,78
$\rho_{см}$, кг/м³	0,7984	0,7948
$T_{кр. см}$, °C	—96°	—72°
$p_{кр. см}$, МПа	4,555	4,626
$\eta_{см}$, г/(см·с) · 10 ^{−6}	104,08	102,6

ПЕРЕКАЧКА 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

$$z + p/\rho + v^2/(2g) = \text{const} \text{ (вдоль трубопровода)}, \quad (2.1)$$

где z — положение центра живого сечения жидкости над пл-скостью сравнения (рис. 2.1); p — гидродинамическое давление в жидкости; v — скорость 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 (2.1) для реальной жидкости не будет действительным. В уравнении (2.1) необходимо учесть потери энергии вдоль трубопровода. В соответствии с интерпретацией отдельных составляющих полной энергии потока в (2.1) обозначим составляющую, учитывающую потери на трение, h_r . Тогда для двух различных сочетаний уравнение движения жидкости, которая называется реальной, записывается в виде

$$z_1 + \frac{p_1}{\rho} + \frac{v_1^2}{2g} = z_2 + \frac{p_2}{\rho} + \frac{v_2^2}{2g} + h_r, \quad (2.2)$$

где индексы «1», «2» характеризуют z , ρ , v в произвольных сечениях I , II .

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

$$z_1 + \frac{p_1}{\rho} + \frac{v_1^2}{2g} = z_2 + \frac{p_2}{\rho} + \frac{v_2^2}{2g}$$

и линия $0_1—0_1$ будет горизонтальной (линия $0—0$ показывает плоскость, по которой ведется сравнение напоров). Следовательно, для идеальной жидкости перекачка могла бы осуществляться без затрат на преодоление сил трения. Для реальной жидкости положение точки 0_1 в сечении $II—II$ изменяется из-за потери напора на трение h_r . Линия $0_1—0_1$ получает наклон по на-

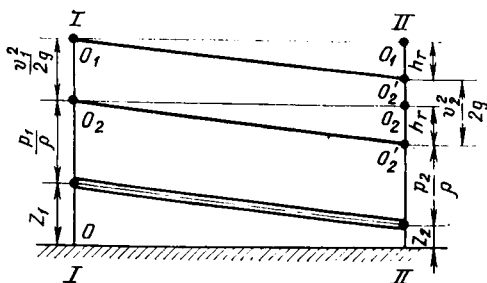


Рис. 2.1. Линии изменения напоров по длине трубопровода

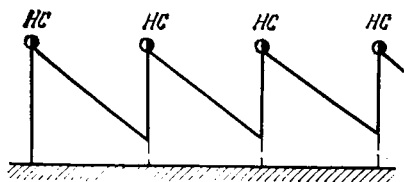


Рис. 2.2. Схема расстановки насосных станций

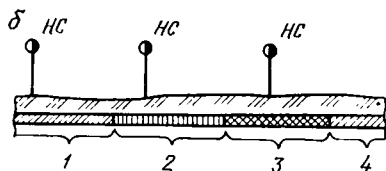
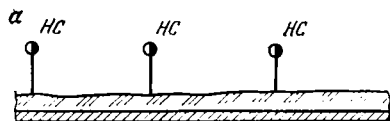


Рис. 2.3. Схемы перекачки однородных (а) и различных (б) нефтей и нефтепродуктов

правлению потока. С энергетической точки зрения h_r является мерой удельной энергии, 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

$$i = \frac{dh_r}{dS}. \quad (2.3)$$

Как видно из (2.3), гидравлический уклон для реальной жидкости всегда является положительным, и только для идеальной жидкости $i=0$, поскольку $h_r=0$.

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 осуществления 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 минимально 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 и 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 влияния 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 отличаются друг от друга. Поэтому режим работы насосных станций 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 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.

Магистральный нефтепровод обычно сооружают в виде одной нитки трубопровода. Однако часто вдоль основной нитки на отдельных участках сооружают лупинги, увеличивая тем самым пропускную способность трубопровода и уменьшая 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 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. 2.4 изображены основные схемы перекачки нефти через ПНС, имеющие в своем составе резервуары. Первая

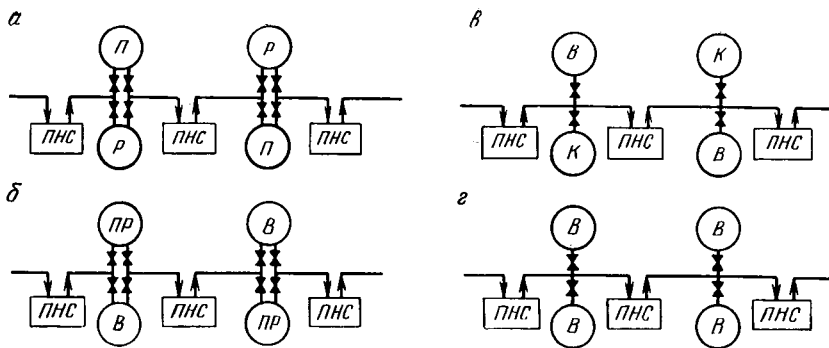


Рис. 2.4. Схемы перекачки нефти через ПНС с резервуарами

схема (рис. 2.4, *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 (рис. 2.4, *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. 2.4, *в*). Перекачка осуществляется по схеме с подключенным резервуаром К, который играет роль буферной емкости для выравнивания неравномерностей подачи нефти с предыдущей НС и закачиваемой в трубопровод на данной НС. 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. Применение же резервуаров с «плавающей крышей» позволяет практически полностью предотвратить потери от испарений.

Четвертая схема (рис. 2.4, *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 НС в аварийных ситуациях или при ремонтах. Эта схема является основной для

Рис. 2.5. Схемы подключения двух (а) и четырех (б) резервуаров

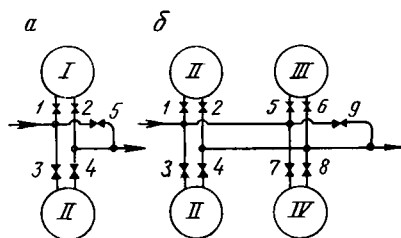
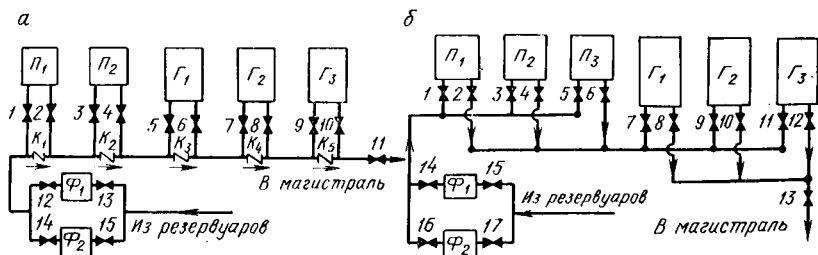


Рис. 2.6. Схемы обвязки насосов на последовательную (а) и параллельную (б) перекачки



ПНС, не имеющей в своем составе резервуаров. Однако перекачка по схеме «из насоса в насос» требует обеспечения синхронизации объема перекачиваемого продукта на всех НС, что не всегда возможно.

При перекачке по первой схеме с двумя резервуарами I, II (рис. 2.5, а) следует открыть задвижки 1 и 4, остальные закрыть; с четырьмя резервуарами I, II, III, IV (рис. 2.5, б) — открыть, например, задвижки 1 и 8, остальные закрыть. По второй схеме с двумя резервуарами открыты, например, задвижки 1 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.

Остановимся далее на схемах движения нефти через насосы ПНС. Обвязка насосов позволяет вести перекачку по двум схемам: последовательной (рис. 2.6, а) и параллельной (рис. 2.6, б). 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).

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 климатическим справочникам.

Диаметр обычно назначают по опыту предшествующих трубопроводов. В табл. 2.3 приведены ориентировочные диаметры

**Таблица 2.3. Пропускная способность нефтепроводов
и нефтепродуктопроводов**

Нефтепроводы			Нефтепродуктопроводы		
Наружный диаметр, мм	Рабочее давление, МПа	Пропускная способность, млн. т/год	Наружный диаметр, мм	Рабочее давление, МПа	Пропускная способность, млн. т/год
530	5,4—6,5	6—8	219	9—10	0,7—0,9
630	5,2—6,2	10—12	273	7,5—8,5	1,3—1,6
720	5—6	14—18	325	6,7—7,5	1,8—2,3
820	4,8—5,8	22—26	377	5,5—6,5	2,5—3,2
920	4,6—5,6	32—36	426	5,5—6,5	3,5—4,8
1020	4,6—5,6	42—50	530	5,5—6,5	6,5—8,5
1220	4,4—5,4	70—78			

и давления на НС, при которых обеспечивается заданная пропускная способность.

Диаметр можно найти, используя понятие о средней скорости течения жидкости в трубе: $v_{\text{ср}} = q/F$, 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

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

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 изменяются и расстановка, и число НС, и необходимое давление, а значит, и толщина стенок труб и ряд других показателей. Соответственно изменяются 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 (2.2). Отметим сначала некоторые особенности уравнения (2.2) 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 в трубопроводе будет равномерным, то скорость ее движения будет одинаковой по всей длине, т. е. $v^2/(2g) = \text{const}$.

Это означает, что линия 0_20_2 (см. рис. 2.1), называемая линией пьезометрического напора, будет по всей длине параллельна линии полного напора 0_10_1 , учитывающей не только напор p/ρ , создаваемый за счет избыточного давления, но и скоростной напор $v^2/2g$. Соответственно отрезок $0_20_2'$ будет равен отрезку $0_10_1' = h_r$, т. е. падение пьезометрической линии 0_20_2 будет таким же, как и падение напорной линии 0_10_1 .

Как известно из курса гидравлики, потеря напора от трения по длине трубопровода является функцией нескольких величин: так называемого гидравлического сопротивления, характеризующего коэффициентом λ , длины l и диаметра $D_{\text{вн}}$ трубопро-

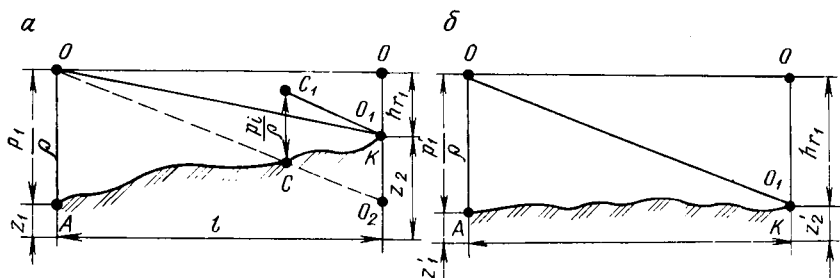


Рис. 2.7. Схемы к определению пропускной способности нефтепровода

вода, скорости течения жидкости — и определяется по формуле Дарси—Вейсбаха

$$h_r = \lambda \frac{l}{D_{\text{вн}}} \frac{v^2}{2g}. \quad (2.4)$$

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

Пусть заданы два продольных профиля участков местности, по которым должны быть проложены трубопроводы одинакового диаметра из точки A в точку K (рис. 2.7). 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 00 . 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, изображенный на рис. 2.7 сплошной линией 00_1 . По схеме рис. 2.7, б напор, созданный в начальной точке A , обеспечивает компенсацию потерь напора на трение и всех подъемов рельефа, а по схеме рис. 2.7, 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 00_1 на рис. 2.7, а). В соответствии с (2.2)

$$z'_2 + \frac{p'_2}{\rho} + h_{r_2} = z_2 + \frac{p_2}{\rho} + h_{r_1}, \quad (2.5)$$

так как по условию $p_2 = p'_2 = 0$, то из (2.2)

$$z_2 - z'_2 = h_{r_2} - h_{r_1}. \quad (2.6)$$

Поскольку $z_2 - z_2' > 0$, то $h_{r2} > h_{r1}$.

Обратимся теперь к формуле (2.4). При одинаковых (в соответствии с принятыми исходными данными) λ , l , $D_{\text{вн}}$

$$h_r = f(v^2/2g).$$

Следовательно, если по одному трубопроводу (см. рис. 2.7, б) пропускается заданное количество нефти Q со скоростью v_2 , то по другому трубопроводу (см. рис. 2.7, 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 (2.4) при величине h_{r1} , определяемой из (2.6). 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 С, поднимающей в трубопроводе напор до значения p_i/ρ , при котором линия гидравлического уклона C_1O_1 будет параллельна OC_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 коэффициент λ зависит от режима течения: ламинарного или турбулентного. При ламинарном (струйном) течении λ опреде-

Таблица 2.4. Исходные данные для определения коэффициента λ

Наружный диаметр труб, мм	$\lambda = \frac{0,32}{\text{Re}^{0,25}}$ при числах Re	$\lambda = B + \frac{1,7}{\text{Re}^{0,25}}$ при числах Re	Коэффициент B	Наружный диаметр труб, мм	$\lambda = \frac{0,32}{\text{Re}^{0,25}}$ при числах Re	$\lambda = B + \frac{1,7}{\text{Re}^{0,25}}$ при числах Re	Коэффициент B
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	28 000	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. При числах Re, больших указанных в таблице, коэффициент λ 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.

ляется по Стоксу: $\lambda = 64/\text{Re}$, где Re — критерий Рейнольдса. Ламинарный режим сохраняется до $\text{Re} \approx 2320$; при $2320 < \text{Re} < 2800$ существует так называемый переходный режим. Коэффициент λ при этом можно определять по формуле $\lambda = (0,16 \text{Re} - 13) \cdot 10^{-4}$. При $\text{Re} > 2800$, т. е. турбулентном режиме течения, коэффициент λ можно определять по формулам, приведенным в табл. 2.4.

Формулы для определения гидравлического уклона

Гидравлический уклон в соответствии с (2.3) можно охарактеризовать как

$$i = h_r/l, \quad (2.7)$$

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

Учитывая (2.4), получаем

$$i = \frac{\lambda}{D_{\text{вн}}} \frac{v^2}{2g}. \quad (2.8)$$

Используя геометрические построения (рис. 2.8), гидравлический уклон можно представить, учитывая (2.7), следующим образом:

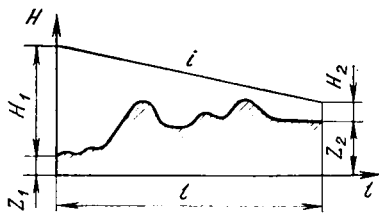
$$i = (H_1 - H_2 - \Delta z)/l, \quad (2.9)$$

где $\Delta z = z_2 - z_1$.

Как уже отмечалось, иногда целесообразно прокладывать параллельно действующую нитку трубопровода — лупинг. Для обоих трубопроводов на участке установки лупинга гидравлический уклон будет одинаков

$$i_{\text{л}} = i \frac{1}{\left[1 + (D_{\text{л}}/D_{\text{вн}})^{\frac{5-m}{2-m}}\right]^{2-m}}, \quad (2.10)$$

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 трубопро-

Рис. 2.8. Схема к определению гидравлического уклона

вода 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:

$$H_{\text{ст}} = p/\rho. \quad (2.11)$$

На входе в НС давление не может быть нулевым. Для нормальной работы насосов головной станции требуется создание подпора для обеспечения бескавитационной работы первого насоса $\Delta h_1 = p_1/\rho$.

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. Учитывая сказанное, можно составить уравнение баланса напоров для трубопровода полной длины

$$\Delta h_1 + nH_{\text{ст}} = z_2 - z_1 + h_r, \quad (2.12)$$

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 (2.12) $n = (z_2 - z_1 + h_r - \Delta h_1)/H_{\text{ст}}$. Если не учитывать Δh_1 , то

$$n = (z_2 - z_1 + h_r)/H_{\text{ст}}. \quad (2.13)$$

Расстановка насосных станций

По методике, принятой в настоящее время, расстановка НС осуществляется так называемым графоаналитическим методом. Определив гидравлический уклон в трубопроводе по (2.9) или (2.10) и учитывая (2.7), формулу (2.13) можно представить в несколько ином виде: $n = (z_2 - z_1 + il)/H_{\text{ст}}$.

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

Пусть задан профиль (рис. 2.9), вдоль которого необходимо расставить насосные станции. Определив (по 2.8) гидравлический уклон, от вертикали, проходящей через конечную точку трассы, строим линии этого уклона (00 и т. д.). Это построение

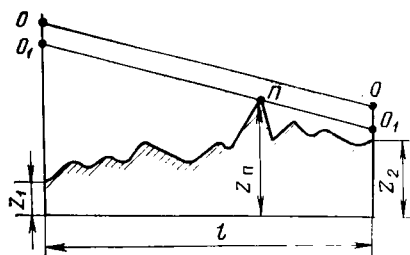


Рис. 2.9. Схема графического определения перевальной точки

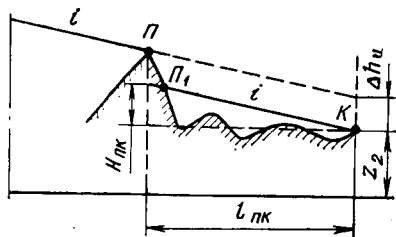


Рис. 2.10. Схема к расчету течения за перевальной точкой

выполняется до тех пор, пока одна из линий не коснется в каком-либо сечении профиля. Такая точка называется перевальной (точка P на рис. 2.9). Расстояние от начала трубопровода до этой точки называют расчетной длиной трубопровода. За перевальной точкой движение нефти осуществляется самотеком, и следовательно, все насосные станции должны быть размещены до перевальной точки. На рис. 2.10 изображен участок профиля за перевальной точкой. Проведя из конечной точки K линию i , видим, что для течения нефти на участке P_1K достаточен напор, расходуемый на компенсацию потерь на трение, т. е.

$$H_{пк} = i l_{пк}. \quad (2.14)$$

Из рис. 2.12 видно, что напор в точке P больше необходимого (2.14) на величину $\Delta h_{из}$. 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. 2.11), на котором необходимо разместить три НС. Отложив по вертикали от точки A $3H_{ст}$, проводим через точки 1, 2, 3 прямые с уклоном i . Допустим, что линия $3P$ коснулась перевальной точки; тогда станций 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. 2.12 показан профиль, на котором по (2.13) должно быть больше трех, но меньше четырех станций. Как и в предыдущем примере, по вертикали откладываем напор $3H_{ст}$, через точку 3 проводим линию i . Чтобы линия i достигла перевальной точки, можно поставить лупинг на участке $3'P$. Линия

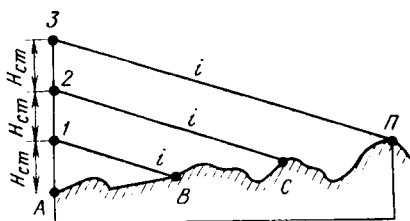


Рис. 2.11. Схема расстановки насосных станций

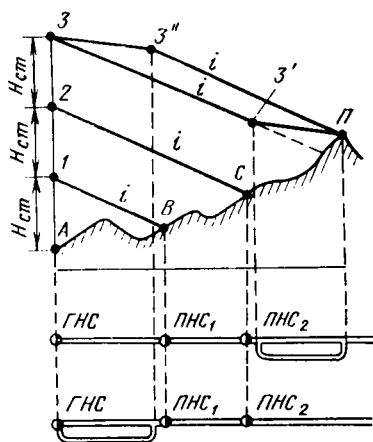


Рис. 2.12. Схема размещения лупингов

$33'П$ характеризует падение напора для случая, когда лупинг установлен на перегоне за ПНС₂. 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 расставлять без графических построений П. П. Бородавкин и Б. И. Кимом предложен следующий алгоритм определения числа и расстановки НС, легко реализуемый на ЭВМ.

Запишем формулу (2.36) в виде

$$n = (ix_n - z_0 + z_n) / H_{ст}, \quad (2.15)$$

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 (2.15) 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. 2.13). 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

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

где $j = 1, 2, 3, \dots, k$.

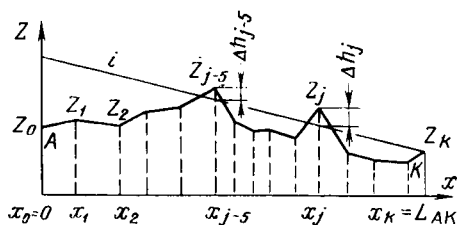


Рис. 2.13. Схема определения перевальной точки

Рассмотрим следующие случаи: $\Delta h_j < 0$; $\Delta h_j > 0$; $\Delta h_j \leq 0$.

В первом случае перевальная точка на профиле отсутствует. Отсюда $z_{\pi} = z_h$ и $x_{\pi} = l_{AK}$. 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

$$x_0 y_0; \quad x_1 z_1; \quad x_2 z_2; \dots; \quad x_k z_k, \quad (2.16)$$

и гидравлическом уклоне i можно описать следующим образом.

Первый шаг. Исключаем из (2.16) все точки с $z \leq z_h$.

Второй шаг. Для $x = x_{h-1}$ (если эта точка не исключена) определяем Δh_{h-1} . Если $\Delta h_{h-1} \geq 0$, то значения x_{h-1} , z_{h-1} и Δh_{h-1} заносим в специальный список (назовем его ω) и исключаем из (2.16) точки с $z \leq z_{h-1}$. Если $\Delta h_{h-1} < 0$, то исключаем эту точку, а заодно и все точки $z \leq z_{h-1}$ из (2.16) и из дальнейшего рассмотрения. Далее для $x = x_{h-2}$ (если эта точка уже исключена, то рассматриваем $x = x_{h-3}$) определяем Δh_{h-2} . Аналогично, если $\Delta h_{h-2} \geq 0$, значения x_{h-2} , z_{h-2} и Δh_{h-2} заносим в список ω и исключаем из (2.16) точки с $z \leq z_{h-2}$. Если $\Delta h_{h-2} < 0$, то исключаем эту точку, а вместе с ней и все точки $z \leq z_{h-2}$ из дальнейшего рассмотрения. Вычисления выполняем последовательно для всех $x_0 < x < x_h$.

Третий шаг. Рассматриваем список ω . Если в нем не оказалось ни одного значения Δh_j , то $x_{\pi} = l_{AK}$ и $z_{\pi} = z_k$. В противном случае (если в списке ω 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 (2.15) число НС n .

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

$$z_j = -ix + (j-1)H_{ст} + z_0, \quad (2.17)$$

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 (2.15), 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 $H'_{\text{ст}} = (n/n') H_{\text{ст}}$.

Координаты НС получим, определив точки пересечения линии (2.17) с профилем трассы при $H_{\text{ст}}$ 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 (2.17) 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.

$$z_j^* = -ix + (j-1)H_{\text{ст}} + L^*(i - i_{\text{л}}) + z_0, \quad (2.18)$$

соответствующим размещению лупинга на любом перегоне между НС (здесь $i_{\text{л}}$ — гидравлический уклон лупинга).

Обозначим точки пересечения линии (2.18) 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 $i_{\text{л}} < i$, то на некоторых участках перед НС может оказаться локальная перевальная точка. В этих случаях для определения стоимости сооружения лупинга необходимо рассматривать участок местности длиной $x_{j\text{п}} - x_j'$, где x_j' — решение уравнения (2.18) и уравнения линий гидравлического уклона, проходящей через локальную перевальную точку (обозначим ее $x_{j\text{п}}, z_{j\text{п}}$):

$$z_{j\text{п}} = i_{\text{л}}(x_{j\text{п}} - x) + z_j^*.$$

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 (2.16) и гидравлических уклонах в магистрали и лупинге описывается следующим образом.

Первый шаг. Определяем координаты второй НС по формуле (2.17) 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 $z_{2,2} > z_1$, 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 (2.18).

Третий шаг. Исследуем по исходной информации условия местности на участке длиной L^* перед точками x_2^* , z_2^* ; x_3^* , z_3^* ; 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 ; x_{j^*-1} , z_{j^*-1} , а для станций, расположенных после лупинга, x_j^* , z_j^* , ..., 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.

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 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 смесеобразования при движении нефтепродуктов — эти и ряд других менее существенных вопросов возникают при последовательной перекачке. Допустимые концентрации примесей одних нефтепродуктов в других приведены в табл. 2.5.

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 (коли-

Таблица 2.5. Допустимые концентрации примесей, %

Нефтепродукт	Бензин А-66	Дизтоп-ливо ДЛ	Дизтоп-ливо ДЗ	Реактивное топливо ТС-1	Керосин тракторный
Бензин А-66	*	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	*	*
Керосин тракторный	3	1,5	3	*	*

* Любое количество.

чеством жидкости, перекачиваемой в единицу времени). Число НС определяется для наиболее тяжелого нефтепродукта по (2.13), в которое входит $H_{ст}$ (2.11). 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 (2.13) 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 C — 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 $V_b = (Q_b/350) (N_a/\mathcal{U})$, где $Q_b/350$ — суточное поступление продукта b на ГНС; N_a — число дней закачки нефтепродукта a .

Вместимость резервуаров, в которых находится продукт a , $V_a = (Q_a/350) (N_b/\mathcal{U})$, где Q_a — объем перекачки продукта a .

Суммарная вместимость резервуаров ГНС при двух видах последовательно перекачиваемых продуктов

$$V_2 = V_a + V_b = (Q_a N_b + Q_b N_a) / (350 \mathcal{U}).$$

Аналогично рассуждая, можно получить выражения для трех, четырех и большего числа нефтепродуктов. При произвольном числе их общую вместимость емкостей можно определить из условия $V = V_a + V_b + \dots + V_k$. 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 (концентрация). Пока еще не получено такой универсальной зависимости. Между тем своевременное и правильное разделение смеси по концентрации связано со своевременным переключением задвижек и направлением 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.

ОСОБЕННОСТИ ПЕРЕКАЧКИ ВЫСОКОВЯЗКИХ И ЗАСТЫВАЮЩИХ НЕФТЕЙ

Как было уже сказано, 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 расстановливать не только насосные, но и подогревательные станции. Схема такого нефтепровода изображена на рис. 2.14. 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 и 6.

Основной особенностью гидравлического расчета горячего трубопровода является то, что линия гидравлического уклона не прямая, как при изотермическом режиме, 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

$$i = \beta \frac{Q^{2-m} v_f^m}{D_{\text{вн}}^{5-m}} \left(\frac{v_{\text{ст}}}{v_f} \right)^{\frac{1}{3}}, \quad (2.19)$$

где Q — объемный расход; v_f — коэффициент кинематической вязкости при средней температуре нефти $t_{\text{ср}} = 1/2(t_{\text{н}} + t_{\text{к}})$, $t_{\text{н}}$, $t_{\text{к}}$ — температура нефти в начальном и конечном сечениях рассматриваемого участка; $D_{\text{вн}}$ — внутренний диаметр; $v_{\text{ст}}$ — кинематическая вязкость при температуре нефти, равной температуре стенки трубы; m — коэффициент, характеризующий режим течения; $\beta = 128$ (π/г) при $m = 1$ и $\beta = 0,214/\text{г}$ при $m = 0,25$.

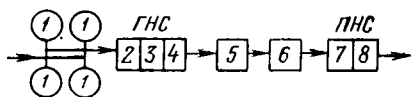


Рис. 2.14. Схема трубопровода «горячей» перекачки

Учитывая (2.3) из (2.19), получаем для неизотермического режима

$$dh_{r \text{ и, п}} = \beta \frac{Q^{2-m} v_f^m}{D_{\text{вн}}^{5-m}} \left(\frac{v_{\text{ст}}}{v_f} \right)^{\frac{1}{3}} ds. \quad (2.20)$$

Интегрируя (2.20), можно получить падение напора на трение на рассматриваемом участке.

При изотермическом режиме $v_{\text{ст}} = v_f$ и

$$h_{r \text{ и, п}} = \beta \frac{Q^{2-m} v_f^m}{D_{\text{вн}}^{5-m}} l, \quad (2.21)$$

а при неизотермическом, учитывая (2.21),

$$h_{r \text{ и, п}} = h_{r \text{ и, п}} \Delta, \quad (2.22)$$

где Δ — поправочный коэффициент на неизотермичность, определяемый по формуле

$$\Delta = \frac{Q \rho c_n}{\pi D k l} e^{um(t_n - t_0)} \left\{ Ei \left[-u \left(m - \frac{1}{3} \frac{k}{a_1} \right) (t_n - t_0) \right] - \right. \\ \left. - Ei \left[-u \left(m - \frac{1}{3} \frac{k}{a_1} \right) (t_k - t_0) \right] \right\};$$

ρ — плотность нефти; c_n — теплоемкость нефти; u — коэффициент, определяемый экспериментально; t_0 — температура окружающей трубу среды; k — коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду (грунт); l — длина трубопровода между тепловыми станциями; Ei — обозначение интегральной показательной функции; a_1 — внутренний коэффициент теплопередачи, $a_1 = 50 \div 400$ Вт/(см² · °С).

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

$$t = t_0 + (t_n - t_0) e^{-\frac{\pi k D_n}{Q \rho c_n} x}, \quad (2.23)$$

где D_n — наружный диаметр труб.

При расстановке НС и тепловых станций (ТС) расчет начинают от начального участка, где известна начальная температура нефти. По (2.23) рассчитывают падение температуры по длине, а по (2.22) — падение напора. В результате получают кривые падения температур t и напоров H (рис. 2.15). На выходе из ГНС известны температура нефти t_{n1} и напор $H_{\text{ст}}$. Сначала рассчитывают падение температуры; в сечении, где t достигнет предельно допустимого значения t_h , устанавливают ТС с подогревом нефти до t_{n2} . Определяют падение напора h_{r1} на участке l_1 . Далее определяют падение температуры на втором и третьем участках и рассчитывают падение напоров на участ-

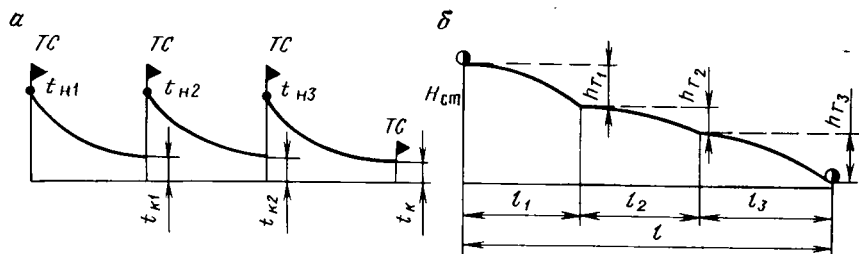


Рис. 2.15. Линии падения температур (а) и напоров (б)

ках 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.

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.

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 отличием свойств газа от свойств жидкости. Сильная сжимаемость газа и значительное изменение его температуры при сжатии приводят к изменению режима работы газопроводов. Это вызывает ряд отличий в методах строительного проектирования и технологии строительства газо- 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 газопровод часто не требует 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 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 °С. При этом мерзлый грунт не будет оттаивать и условия работы трубопровода будут сохраняться постоянными. При охлаждении газа одновременно увеличивается пропускная способность газопровода.

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 (попутных), 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 $t=10\div12$ °С давление паров пропана составляет 0,8 МПа, при $t=30$ °С — 1,4 МПа. Гидравлический режим СГ не отличается от режима перекачки нефти и нефтепродуктов. Однако специфичность таких свойств СГ, как быстрая испаряемость и взрываемость газовоздушной смеси, требует особых методов транспорта и хранения. При транспортировке особые меры должны приниматься к герметизации труб, задвижек и различных соединений.

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.

$$G = \frac{\pi D_{\text{вн}}^2}{4} \rho v_{\text{ср}} = \text{const}, \quad (2.24)$$

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

$$dp = -\rho g dh_r, \quad (2.25)$$

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

Учитывая уравнение состояния для реального газа $p/\rho = \mu RT$, где μ — коэффициент сжимаемости; R — газовая постоянная; T — абсолютная температура, а также уравнение Дарси—Вейсбаха

$$dh_r = \xi \frac{v_{\text{ср}}}{2g} \frac{dx}{D_{\text{вн}}},$$

где ξ — коэффициент гидравлического сопротивления газопровода, и принимая во внимание (2.24) и (2.25), получаем

$$p dp = -\xi \frac{8G^2 \mu RT}{\pi^2 D_{\text{вн}}^5} dx. \quad (2.26)$$

Интегрируя (2.26) в пределах $p = p_{\text{н}}$ (давление в начале газопровода) и $p = p_x$ (давление в рассматриваемом сечении) от 0 до x (длина газопровода), получаем

$$p_{\text{н}}^2 - p_x^2 = \xi \frac{16G^2 \mu RT}{\pi^2 D_{\text{вн}}^5} x. \quad (2.27)$$

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

Уравнение (2.27) представим в виде

$$p_x^2 = p_{\text{н}}^2 - C \xi \frac{Q^2}{D_{\text{вн}}^5} x, \quad (2.28)$$

где Q — объемный расход газа;

$$C = \frac{\mu T \Delta}{K^2}; \quad K = \frac{\pi}{4} \frac{1}{\rho_{\text{в}} \sqrt{R_{\text{в}}}}; \quad Q = \frac{G}{\Delta \rho_{\text{в}}};$$

$\Delta = \rho/\rho_{\text{в}}$ — относительная плотность газа; $\rho_{\text{в}}$ — плотность воздуха; $R_{\text{в}} = R\Delta$ — газовая постоянная воздуха.

Расчет расстановки КС проводится следующим образом. Имея профиль газопровода (рис. 2.16), заданный объемный расход газа Q и допустимое давление p из условий прочности труб, назначаем давление газа на выходе из КС — $p = p_{\text{н}}$ и от-

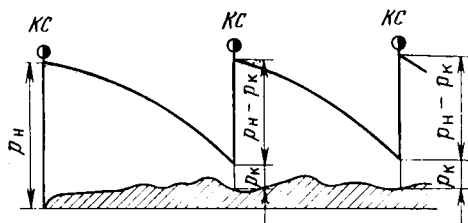


Рис. 2.16. Линии изменения давления газа по длине трубопровода

нее проводится аналогичный расчет и определяется место установки следующей КС. Как видно из (2.28), 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

кладываем его в масштабе в точке установки данной КС. Определяя далее падение давления по (2.28), строим кривую $p(x)$. В точке, где давление газа достигает значения $p = p_K$, необходимого для нормальной работы перекачивающих агрегатов следующей КС, намечается установка КС. От

Таблица 2.6. Пропускная способность газопровода $Q_{\text{ср}}$ (в млрд. $\text{м}^3/\text{год}$) диаметром 1420 мм при различных рабочих давлениях p , уровнях охлаждения t и шаге между компрессорными станциями L (степень сжатия на КС $\epsilon=1,45$)

p , МПа	t , °C					
	+40	—30	—70	+40	—30	—70
	$L = 50$ км			$L = 80$ км		
5,5	35,2	42	51,7	29,2	33,2	37,5
7,5	44,8	55,6	—	37,5	45	66,2
10	66	83	124	52,6	65,5	98
12	78,4	101	142	61,8	79,5	113
15	99,1	127,5	166,8	79	100,1	130,1

Продолжение табл. 2.6

p , МПа	t , °C					
	+40	—30	—70	+40	—30	—70
	$L = 100$ км			$L = 120$ км		
5,5	26,3	29,8	33,9	23,8	27,1	33
7,5	33	42	58,8	30	76	54,4
10	46,8	58,5	87,5	42,9	53,5	80
12	55,8	71,5	100,8	50,7	65,5	91,5
15	69,8	89,9	120	63,5	81,6	107

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. 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 $l_{\text{л}}$ имеет вид

$$l_{\text{л}} = \frac{1 - (Q/Q_1)^2}{\frac{1}{[1 + (D_{\text{л}}/D_{\text{вн}})^{5/2}]^2}} l,$$

где $D_{\text{л}}$ — 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.

Раздел II

Выбор трасс магистральных трубопроводов. Оптимальное профилирование

Глава 3

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ТРАССЫ

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 кончить строительство в заданный срок с повышенным уровнем надежности. На стадии выбора трассы закладывается фундамент выгоды и надежности будущей транспортной магистрали. Разработаны методы проектирования магистральных трубопроводов, позволяющие получить 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. Для реализации такого подхода 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

оценить 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 нефти 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 вечномёрзлых грунтов.

На основании выполненных научно-исследовательских работ создана комплексная система новых методов проектирования и изысканий и осуществляется переход на автоматизированное проектирование нефте- и газопроводов. 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. Логическим завершением этой работы является Генеральная технологическая схема автоматизированного проектирования трубопроводов.

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 использо-

вание таких сведений может привести к потере лучшей трассы, чрезмерное количество их — к неоправданному усложнению процесса проектирования. Поэтому проектировщикам из огромного числа 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; ко второй группе сведений — данные, которые в какой-либо мере зависят от положения будущего трубопровода и от природных условий, в которых он может оказаться (топографические, геологические и гидрогеологические условия, естественные и искусственные препятствия, населенные пункты, число перекачивающих станций). Особое значение в формировании планового и высотного положения трассы имеют топографические, геологические и гидрогеологические 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.

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 трубопроводов 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, характеризваемого 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

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

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

Капитальные вложения 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 капитальные вложения равны сумме капитальных вложений на строительство любого числа объектов трубопровода, в том числе линейной части и отдельных ее элементов.

Длина трубопровода. Необходимость в использовании такого критерия может возникнуть при выборе кратчайшей трассы, проходящей по местности, на характеристики которой наложены определенные ограничения.

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 трудовым затратам 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 выбирать такую, время строительства трубопровода вдоль которой будет минимальным. В этом случае в качестве второго аддитивного критерия можно использовать среднее время строительства единицы длины трубопровода соответствующим строительно-монтажным подразделением.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЛАСТИ ПОИСКА ОПТИМАЛЬНОЙ ТРАССЫ

Пусть необходимо найти наилучшую по какому-либо критерию трассу между двумя точками *A* и *K*. Очевидно, что имеется множество путей соединения этих точек трубопроводом, но найти нужно лучший. 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 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. Обо-

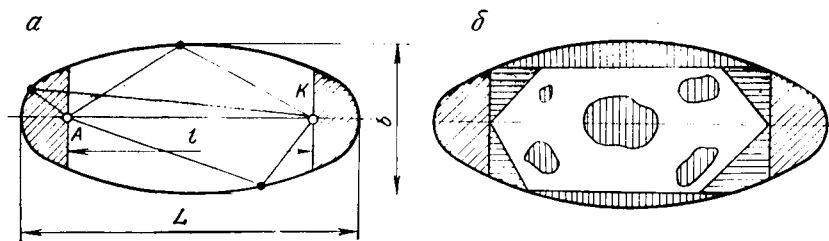


Рис. 3.1. Область поиска трассы

значим 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. эллипс 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. 3.1, *a*. 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. 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. Второй метод 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. 3.1) 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:

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

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

$$k_p = \omega_{ср} / \omega_n, \quad \text{или} \quad k_p = \omega_0 / (\omega_n l). \quad (3.6)$$

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 запретные для строительства трубопровода площади. Это существенно уменьшает объем перерабатываемой информации и ускоряет процесс поиска. На рис. 3.1, б 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 % теоретической, ограниченной линией эллипса.

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. На область поиска наносим сетку. Конфигурация такой сетки может быть 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. 3.2, а) и прямоугольная с диагоналями (рис. 3.2, б). Более сложные формы — произвольные (рис. 3.2, 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 получаем 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. 3.3). Эталон необходим для того, чтобы материал, снятый любым специалистом,

ная индексация категорий местности и их протяженности. Таким образом, в итоге выполнения всех описанных операций получают характеристики местности в цифровом виде, закрепленные в плане на топографических картах. Такое представление информации о местности позволяет легко использовать ее для ввода в ЭВМ.

ОСНОВНЫЕ АЛГОРИТМЫ И ПОИСК ТРАССЫ

Основные алгоритмы

Алгоритм Ли

Основная идея алгоритма формулируется следующим образом. Имеем сеть, по дугам которой возможно прохождение трассы трубопровода. Поиск оптимальной трассы — многошаговый процесс. На каждом шаге алгоритма исследуются все пробные пути, построенные от начальной точки трассы, и устанавливается путь с наименьшей стоимостью. Этот путь в данный момент является наиболее перспективным. Надстраиваем его на одну новую дугу во всех допустимых сеткой направлениях. Получаем несколько дополнительных путей, каждый из которых представляет собой увеличенный на одну дугу путь, который мы только что считали наиболее перспективным. Затем среди всех построенных к настоящему моменту путей ищем новый наиболее перспективный и надстраиваем его на одну новую дугу во всех допускаемых сеткой направлениях. Этот процесс продолжается до тех пор, пока среди сформированных последовательной надстройкой путей не окажется путь, оканчивающийся последней точкой трассы и имеющий минимальную стоимость по сравнению со стоимостями всех сформированных к этому моменту путей. Этот путь (их может оказаться несколько) и будет оптимальным. Эта идея послужила основой для реализации алгоритмов поиска оптимальной трассы на сетках прямоугольной и произвольной конфигураций. Реализация алгоритма производится с помощью двух списков *u* и *v*. Каждый список содержит набор занумерованных строк, «стоимости» дуги (под «стоимостью» дуги понимается величина критерия оценки трубопровода по данной дуге) и направления ее входа в узел. В список *u* в первую строку записываем данные о начальной точке, а в список *v* — данные о ее «соседях». Выбираем из списка *v* точку с наименьшей стоимостью достижения и переносим ее в список *u*, вычеркивая одновременно из списка *v*. Таким образом, в списке *u* появляется вторая точка, для которой в списке *v* записываются данные о всех «соседях». Опять выбирается из всех точек точка с наименьшей стоимостью и т. д., до тех пор, пока в список *u* не попадет конечная точка. В заключение по направлениям входа восстанавливается путь наименьшей стоимости.

Алгоритм ускоренного поиска (АУП)

Одним из недостатков алгоритма Ли является необходимость исследования всех без исключения путей, даже тех, которые ведут в заведомо неоптимальные направления. Целью алгоритма АУП является отбраковка этих бесперспективных путей. Делается это исходя из следующих очевидных соображений. Допустим, что мы пришли в процессе поиска в узел с координатами x, y (рис. 3.4) оптимальным путем. Требуется в соответствии с принципом оптимальности Беллмана дойти до конечной точки B . Очевидно, что стоимость любого оптимального пути из x, y в B не может быть больше, чем стоимость суммы дуг по направлению x и y , имеющих наибольшие значения. Эти дуги выделены на рис. 3.4 жирной линией (по направлению $x—1, 2, 3...7$, по направлению $y—8, 9, 10, 11$). Допустим, что эта стоимость равна $w_{x, y, B}$; тогда все пути, имеющие стоимость больше $w_{x, y, B}$, при их обнаружении в процессе поиска отбрасываются из дальнейшего рассмотрения. Следовательно, в качестве оценки пути на каждом шаге поиска, нужно брать не истинную его стоимость $w_{A, x, y}$ от начальной точки до x, y , а сумму

$$w_{A, x, y} + w_{x, y, B} = w_{\Sigma}, \tag{3.7}$$

где w_{Σ} и есть так называемая оптимистическая оценка пути в случае аддитивного критерия.

Если стоимость исследуемого пути является монотонной функцией пути $f(L)$, то алгоритм АУП необходимо изменить следующим образом. Каждый построенный пробный путь будет сравниваться с оптимистичной оценкой $f_0(L)$, содержащей путь L в качестве части пути из A в B . При этом будут надстраиваться лишь те пути, для которых $f_0(L) \leq f(L_{\text{опт}})$, т. е. в АУП при $f(L)$, являющейся монотонной функцией пути, условие ускорения процесса отбраковки пробных путей определяет неравенство

$$f(L) \leq f(L_{\text{опт}}) \leq f_0(L), \tag{3.8}$$

где $f(L_{\text{опт}})$ — стоимость оптимального пути (или путей).

Опыт применения алгоритмов Ли и АУП показал их достаточно высокую эффективность при поиске оптимальных трасс между двумя точками — начальной и конечной. При поиске оптимальных трасс с отводами или конфигурации трубопроводной системы возникают трудности, связанные с практической реализацией названных алгоритмов.

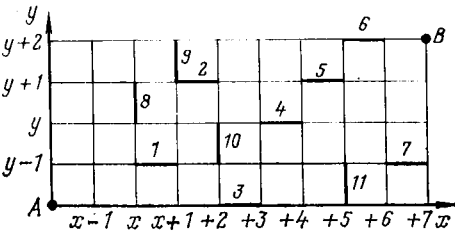


Рис. 3.4. Дуги наибольшей стоимости

Приводимый ниже алгоритм упрощает эту проблему, хотя нужно иметь в виду, что даже самые «простые» случаи трасс с отводами или трубопроводной системы при использовании любых алгоритмов весьма сложны в практической реализации. Здесь уже важную роль играют методы и приемы, упрощающие и подготовку данных, и программное обеспечение.

Алгоритм поиска кратчайшего пути на неориентированном графе

Этот алгоритм наиболее подходит для поиска оптимальных трасс трубопроводов. Поиск осуществляется на сети произвольного очертания, дуги которой образуют неориентированный граф с вершинами в узлах N_i, N_j . Каждой дуге A_{ij} поставлена в соответствие длина l_{ij} . Если пара узлов N_i, N_j не связана дугой, то $l_{ij} = \infty$. Величины l_{ij} могут быть любыми. В процессе поиска кратчайшего пути из узла N_s в узел N_t будем искать кратчайшие пути в каждую вершину N_i ($i \neq s$), которая связана с N_s кратчайшим путем, т. е. дерево графа. После построения дерева каждая кратчайшая цепь будет состоять из дуг дерева. В начале поиска две дуги неориентированной сети считаются хордами, т. е. не принадлежащими дереву. В процессе поиска число ветвей дерева постепенно увеличивается от 0 до $n-1$ (n — число узлов сети).

Рассмотрим далее алгоритм построения дерева графа. Полагаем, что узел N_s принадлежит искомому дереву и найдено m ветвей дерева ($m=0, 1, \dots, n-2$). Длину кратчайшей цепи из узла N_s в узел N_t обозначим L_{st} , а длину кратчайшей цепи из N_s в N_t , содержащую кроме ветвей дерева не более одной хорды, обозначим L'_{st} . Если все цепи из N_s в N_t содержат на некотором шаге алгоритма больше одной хорды, то полагаем $L'_{st} = \infty$. Величина L'_{st} изменяется по мере увеличения m . Кроме того, $L'_{st} \geq L_{st}$.

Предположим, что в ходе построения алгоритма найдена часть искомого дерева и имеется узел N_t , не принадлежащий этому дереву, если есть дуга A_{it} или дуга A_{ti} , где N_i — некоторый узел построенного дерева. Тогда цепь длины L'_{si} из узла N_s в узел N_i дерева содержит только ветви дерева и, следовательно, $L'_{si} = L_{si}$. Из определения L'_{st} следует

$$L'_{st} = \min_i (L_{st} + l_{it}),$$

где минимум берется по всем узлам построенного дерева.

Обозначим N_F соседний с построенным деревом узел, который обладает минимальной величиной N'_{st} , а N_j — узел дерева, на котором достигается этот минимум:

$$L'_{sF} = \min (L_{st} + l_{tF}) = L_{st} + l_{tF}. \quad (3.9)$$

В этом случае $L'_{sF} = L_{sF}$, а дуга A_{jF} должна принадлежать искомому дереву.

Алгоритм представляет собой 4 шага.

Шаг 0. Полагаем, что узел N_s принадлежит дереву; $L_{ss}=0$; для соседних с N_s узлов $L_{st}=l_{st}$; для остальных $L_{st}=\infty$.

Шаг 1. Полагаем $L_s=\min L'_{st}=L_{sj}+l_{jF}$, где N_t — все узлы, соседние с текущим деревом. Дуга A_{jt} включается в число ветвей дерева.

Шаг 2. Если число ветвей дерева $n=1$, то конец поиска; если нет — перейти к шагу 3.

Шаг 3. $L'_{st}=\min(L'_{st}, L_{sF}+l_{Ft})$ — перейти к шагу 1.

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. 3.5, а). Допустим, что стоимость строительства трубопровода вдоль каждой из дуг сетки оценена каким-либо условным числом w . Эти числа-стоимости приведены в табл. 3.1, а номера дуг указаны на рис. 3.5, а. 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 этому моменту путей от начальной точки и оставляем тот из них, который имеет наименьшую стоимость. Продолжаем на следующем шаге именно

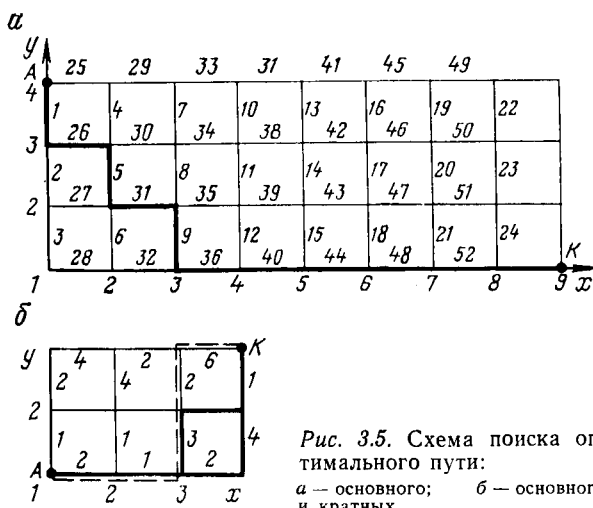


Рис. 3.5. Схема поиска оптимального пути:

а — основного; б — основного и кратных

Таблица 3.1. 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

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 попадет конечная точка. Решение заканчиваем отысканием такой трассы между начальной и конечной точками, для которой полный критерий оптимальности будет наименьшим. 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 направле-

Список $u(1)$

x, y	w	θ
1,4	0	—

Список $v(1)$

x, y	w	θ
2,4	8,5	0
1,3	5,4	$3/4$

Список $u(2)$

x, y	w	θ
1,4	0	—
1,3	5,4	$3/4$

Список $v(2)$

x, y	w	θ
2,4	8,5	0
1,2	14,9	$3/4$
2,3	9,9	0

ние, 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 $v(2)$.

Из списка $v(2)$ 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)

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

Список v (3)

x, y	w	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)

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

Список v (4)

x, y	w	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)

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

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

$$\Theta = 3/4 \quad 0 \quad 3/4 \quad 0 \quad 3/4 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0$$

$$1,4 \rightarrow 1,3 \rightarrow 2,3 \rightarrow 2,2 \rightarrow 3,2 \rightarrow 3,1 \rightarrow 4,1 \rightarrow 5,1 \rightarrow 6,1 \rightarrow 7,1 \rightarrow 8,1.$$

Как видно из последнего списка u , этому пути соответствует минимальное значение суммы чисел, оценивающих дуги, при прохождении точки $A(1, 4)$ в точку $K(8, 1)$ равно 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 найдены. 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 продолжать 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, называем первым по оптимальности, достигший вторым — вторым по оптимальности и т. д. Каждый последующий по оптимальности путь будет иметь большую, чем предыдущий, стоимость.

Рассмотрим поиск оптимальной и кратных трасс на сетке, изображенный на рис. 3.5, б. Условные стоимости строительства трубопровода вдоль каждой из дуг приведены на рисунке на всех дугах. Начальная точка — $A(1, 1)$, конечная — $K(3, 4)$. 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 шага 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	x, y	w	θ	x, y	w	θ
1,1	0	—	4,1	5	0	4,2	9	1/4
1,2	1	1/4	3,2	6	1/4	4,2	9	0
2,1	2	0	2,3	7	0	4,3	10	1/4
1,3	3	1/4	2,3	7	1/4	4,3	10	1/4
3,1	3	0	3,3	8	1/4	4,3	14	0
2,2	3	1/4						

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 $w=10$:

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

$$ \rightarrow 4,1 \rightarrow$$

Если продолжать рассматривать пути, то уже на следующем шаге находим путь с $w=14$, это путь второй 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. 3.5, б 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. 3,2, 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 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.

ПОИСК ОПТИМАЛЬНОЙ ТРАССЫ С УЧЕТОМ РАССТАНОВКИ ПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ

Поиск можно вести с использованием кратных трасс или непосредственно по основному алгоритму (Ли или АУП).

Метод кратных трасс

Находим первую по оптимальности трассу и определяем число и места установки перекачивающих станций (ПС) вдоль этой трассы. Полная стоимость трубопровода с ПС $w_1 = w_{т1} + w_{с1}$, где $w_{т1}$ — затраты на строительство линейной части и $w_{с1}$ — на строительство ПС. Определяем вторую по оптимальности трассу и ее стоимость без ПС — $w_{т2}$. Если $w_{т2} \geq w_{т1}$, то поиск заканчиваем и наилучшей будет первая трасса с ПС. В противном случае поиск продолжаем до тех пор, пока не будет выполнено условие

$$\min(w_1, w_2, \dots, w_{n-1}) \leq w_{тn}, \quad (3.10)$$

т. е. стоимость трубопровода вдоль какой-либо кратной трассы n без ПС $w_{тn}$ не окажется больше или равной стоимости трубопровода вдоль трассы $n-1$ вместе со стоимостью ПС $w_{сn-1}$.

Одновременный поиск трассы и расстановка ПС

Поиск будем осуществлять непосредственно по основному алгоритму или алгоритму ускоренного поиска (3.8), используя в качестве оценивающего параметра (оптимальной оценки) функции стоимости строительства линейной части $w_{т}(l)$ и промежуточных перекачивающих станций $w_{с}(n-1)$, где n — число ПС вдоль каждого пробного пути l . При достижении конечной точки будет найдена лучшая из всех трасс, вдоль которой уже распределены ПС, а стоимость ее будет

$$w(l) = \min[w_{т}(l) + w_{с}(n-1)]. \quad (3.11)$$

ПОИСК ОПТИМАЛЬНОЙ ТРАССЫ НА НЕОРИЕНТИРОВАННОМ ГРАФЕ

1. Процедуру поиска оптимальной трассы покажем на примере неразветвляющего трубопровода. Имеем сеть, множество дуг которой образуют неориентированный граф, формальные параметры которого обозначим: D — одномерный массив информации о сети, состоящей из последовательностей трех элементов, характеризующих одну дугу: $N_{нач}$ — номер узла начала

дуги, $N_{\text{кон}}$ — номер узла конца дуги, ω — критерий оптимальности, IPB — номер узла начальной точки сети, IPE — номер узла конечной точки сети, NT — массив номеров в массиве D с информацией о дугах дерева; OPT — массив номеров элементов в массиве D с информацией о дугах кратчайшего пути.

Поиск производится следующим образом.

В массиве информации D отыскиваются дуги, вершиной которых является точка, определенная в исходных данных, как начальная. Для этой цели организуются вложенные циклы, которые обеспечивают поиск любой дуги, вершиной которой является заданная точка независимо от ориентации дуги (последовательности записи элементов массива D_i , D_{i+1} , инцидентных дуге вершин). Информация о найденной дуге заносится в массивы P и ND , где P — массив значений длины всей цепи от начального узла до рассматриваемого; ND — номер элемента массива P , содержащего информацию о рассматриваемой дуге. Запоминаются значение длины цепи для рассмотренного узла, номер соответствующего элемента в массиве P . Для указания последнего значащего элемента $P(j)$ в массиве P элементу $P(j+1)$ присваивается заведомо большое и нереальное при расчетах значение. Следующие циклы ограничены именно этим элементом массива. В массиве P исключаются большие из путей достижения одного узла, если такие имеются. Кроме того, определяется элемент справочного массива, содержащий минимальное значение длины цепи. Рассмотренная дуга включается в состав ветвей дерева и инцидентный ей узел становится узлом дальнейшего развития поиска. Цикл по j продолжается до тех пор, пока не встретится узел, определенный в исходных данных как конечный. Если дерево построено (число его ветвей KNT), то на нем фиксируется кратчайший путь. Результатом работы процедуры, выходными формальными параметрами является массив NT номеров элементов массива D — дуг дерева и массив OPT — значений номеров узлов следования кратчайшего пути на графе.

2. В предыдущем пункте рассмотрен метод поиска кратчайшего пути между двумя точками неориентированного графа. Этот метод эффективен при поиске кратчайшего пути на сети с большим числом дуг. Однако его эффективность существенно снижается в задачах поиска точек разветвления систем трубопроводов, поскольку во всех возникающих ситуациях многократно повторяются процессы поиска кратчайшего пути между двумя точками. С этой точки зрения представляет интерес метод поиска многополюсных кратчайших цепей между всеми парами узлов сети. Он обеспечивает быстроедействие при многократном выборе кратчайшего пути между парами узлов, однако из-за необходимости хранения в памяти ЭВМ матрицы результатов он ограничен по объему информации о сети.

Рассмотрим алгоритм поиска многополюсных кратчайших цепей.

На графе возможных путей развития лишь некоторые дуги A_{ij} являются кратчайшими цепями из N_i в N_j , они принадлежат дереву графа. Предположим, что известна кратчайшая цепь из узла N_s в узел N_t . Тогда эта цепь должна состоять только из дуг дерева, в противном случае она не будет кратчайшей. Если теперь ввести дугу A_{st} с длиной, равной длине рассматриваемой цепи $N_s—N_t$, то эта дуга A_{st} будет также принадлежать дереву. Задача нахождения кратчайших цепей между всеми парами узлов реализуется добавлением дуги дерева (если таких дуг в цепи не было) между всеми парами узлов.

Рассмотрим операцию получения дуги дерева относительно узла N_j

$$d_{ik} = \min(d_{ik}, d_{ij} + d_{jk}) \text{ для } i \neq k \neq j. \quad (3.12)$$

При этом сравнивается длина d_{ik} дуги A_{ik} и длина цепи $N_i—N_j—N_k$. Затем длине дуги A_{ik} присваивается значение $d_{ij} + d_{jk}$ при условии $d_{ik} > d_{ij} + d_{jk}$. Если выполнить эту операцию последовательно для каждого узла N_j ($j = 1, 2, \dots, n$), то полученные в результате значения D_{ik} будут длинами кратчайших цепей между всеми парами узлов.

По мере последовательного выполнения операции (3.12) заполняется справочная таблица. Элемент (i, k) этой таблицы, стоящий на пересечении i -й строки и k -го столбца, полагаем равным k . После выполнения операции (3.12) элемент указывает первый промежуточный узел в кратчайшей цепи между N_i и N_k , если такой узел существует, в противном случае элемент (i, k) равен k .

Таким образом

$$(i, k) = \begin{cases} (i, j), & \text{если } d_{ik} > d_{ij} + d_{jk}; \\ (i, k), & \text{если } d_{ik} \leq d_{ij} + d_{jk}. \end{cases}$$

Для того чтобы найти кратчайшую цепь из N_s в N_t , по справочной таблице сначала отыскивается элемент $s, t = k$, который означает, что узел N_k является первым промежуточным узлом в кратчайшей цепи из N_s в N_t . Затем находится элемент (k, t) , который указывает первый промежуточный узел в кратчайшей цепи из N_k в N_t . Этот процесс продолжается до тех пор, пока не будет найден элемент $(i, t) = T$, который означает, что найдены все узлы, входящие в кратчайшую цепь из N_s в N_t , а именно $N_s, N_k, \dots, N_i, N_t$.

Если при выборе оптимальных трасс газопроводов и их разветвлений используется неориентированная сеть произвольной конфигурации, то для поиска многополюсных кратчайших цепей на такой сети допустимо использовать симметричные матрицы исходных данных, длин кратчайших путей и узлов прохождения кратчайших путей. Это позволяет хранить лишь половину исходной и выходной информации, что существенно повышает эффективность применения рассматриваемого метода

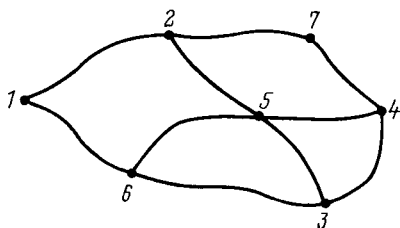


Рис. 3.6. Сеть произвольной конфигурации для поиска кратчайших цепей

и его реализуемость на ЭВМ. Следует отметить, что метод позволяет также сохранять произвольность распределения пометок графа.

Рассмотрим работу алгоритма нахождения кратчайших цепей между всеми парами узлов (рис. 3.6). Условимся, что дуги графа не ориентированы. Длины дуг отрезков сети заносятся в таблицу. Выполняем операции (3.12)

(для $j=1$), заключающиеся в том, что определяются все элементы табл. 3.2, не лежащие в первой строке и в первом столбце. Длины кратчайших цепей заносятся в табл. 3.3, а узлы прохождения пути — в табл. 3.4;

$$d_{26} = \min(d_{26}, d_{21} + d_{16}) = \min(\infty, 16 + 25) = 41,$$

$$d_{23} = \min(d_{23}, d_{26} + d_{63}) = \min(\infty, 41 + 14) = 55,$$

$$d_{67} = \min(d_{67}, d_{62} + d_{27}) = \min(\infty, 41 + 8) = 49.$$

Величины d_{26} и d_{56} своего значения не изменили.

Для $j=2$ также выполняется операция (3.12), определяющая все элементы теперь уже табл. 3.3, не лежащие во второй строке и втором столбце, так как при этом используются результаты вычислений при $j=1$;

$$d_{13} = \min(d_{13}, d_{15} + d_{53}) = \min(\infty, 28 + 13) = 41,$$

$$d_{14} = \min(d_{14}, d_{17} + d_{74}) = \min(\infty, 24 + 11) = 35,$$

$$d_{14} = \min(d_{14}, d_{15} + d_{54}) = \min(35, 25 + 10) = 35,$$

$$d_{15} = \min(d_{15}, d_{12} + d_{25}) = \min(\infty, 16 + 12) = 28,$$

$$d_{17} = \min(d_{17}, d_{12} + d_{27}) = \min(\infty, 16 + 8) = 24,$$

$$d_{37} = \min(d_{37}, d_{35} + d_{57}) = \min(\infty, 13 + 20) = 33,$$

$$d_{57} = \min(d_{57}, d_{52} + d_{27}) = \min(\infty, 12 + 8) = 20,$$

$$d_{67} = \min(d_{67}, d_{65} + d_{57}) = \min(\infty, 9 + 20) = 29.$$

Величины d_{14} , d_{47} , d_{56} своего значения не изменили.

Для $j=3$:

$$d_{23} = \min(d_{23}, d_{25} + d_{53}) = \min(55, 12 + 13) = 25,$$

$$d_{24} = \min(d_{24}, d_{25} + d_{54}) = \min(\infty, 12 + 34) = 46,$$

$$d_{46} = \min(d_{46}, d_{43} + d_{36}) = \min(\infty, 21 + 14) = 35.$$

Величины d_{14} , d_{15} , d_{17} , d_{45} , d_{47} , d_{67} своего значения не изменили.

Таблица 3.2. Исходные данные о сети

1	2	3	4	5	6	7	
0	16				25		1
	0		12			8	2
		0	21	13	14		3
			0	10		11	4
				0	9		5
				0			6
						0	7

Таблица 3.3. Длины кратчайших цепей

1	2	3	4	5	6	7	
0	16	39	35	28	25	24	1
	0	25	19	12	21	8	2
		0	21	13	14	32	3
			0	10	19	11	4
				0	9	20	5
					0	29	6
						0	7

Для $j=4$:

$$d_{37} = \min(d_{37}, d_{34} + d_{47}) = \min(33, 21 + 11) = 32,$$

$$d_{42} = \min(d_{42}, d_{47} + d_{42}) = \min(35, 11 + 8) = 19,$$

$$d_{46} = \min(d_{46}, d_{45} + d_{56}) = \min(35, 10 + 9) = 19.$$

Величины d_{57} , d_{67} своего значения не изменили.

Для $j=5$:

$$d_{26} = \min(d_{26}, d_{25} + d_{56}) = \min(41, 12 + 9) = 21.$$

Величины d_{13} , d_{14} , d_{16} , d_{17} , d_{23} , d_{24} , d_{37} , d_{67} своего значения не изменили.

Результатом вычислений являются табл. 3.3 длин кратчайших цепей и справочная табл. 3.4, с помощью которой определяются узлы, входящие в кратчайшие цепи. Пусть, например, необходимо найти кратчайшую цепь из N_1 в N_4 . Тогда по табл. 3.4 сначала находим элемент $(1,4)=7$. Затем находим

Таблица 3.4. Узлы кратчайших цепей

1	2	3	4	5	6	7	
1	1	6	7	2	1	2	1
	2	5	7	2	5	2	2
		3	3	3	3	4	3
			4	4	5	4	4
				5	5	2	5
					6	5	6
						7	7

$(1,7)=2$ и $(1,2)=1$. Следовательно, кратчайшая цепь из N_1 в N_4 проходит через узлы N_2 и N_7 .

Таким образом, пользуясь построенной табл. 3.4 для нахождения кратчайших цепей между любыми двумя парами узлов, достаточно выполнить лишь некоторое число операций сравнения, равное числу дуг в искомом кратчайшем пути. Это дает существенные преимущества рассматриваемому методу, поскольку в предыдущих алгоритмах для отыскания кратчайшего пути из какой-либо точки необходимо строить дерево относительно этой точки, что при переборе начальных и конечных точек на сети представляет трудоемкий процесс.

3. Проблема выбора оптимального разветвления трубопровода состоит не только в поиске оптимальных трасс участков между двумя пунктами, но и в определении места оптимального разветвления при отборе или притоке перекачиваемого продукта. Для решения данной задачи будем исходить из следующих предпосылок. Сеточная модель местности представляет собой возможные пути проложения трассы и отвода или притока. При этом не делается различий для дуг проложения трассы и отвода (притока) — каждая дуга может принадлежать как основной магистрали, так и отводу. Естественно, что дуги сети не ориентированы. Точка разветвления находится в одном из узлов сети. В противном случае постановка не соответствует основной предпосылке решаемой задачи — любые пересечения возможных путей проложения трассы являются узлами сети. Конфигурация разветвления удобно рассматривать как три независимых участка, сходящихся в одной точке. При этом концевые точки каждого из участков являются исходными данными.

В зависимости от технологической схемы транспорта газа возможны сочетания вариантов диаметров трубопроводов разветвленной системы (рис. 3.7):

$$D_1 = D_2 = D_3;$$

$$D_1 \neq D_2 \neq D_3;$$

$$(D_1 = D_2) \wedge (D_1 \neq D_3), (D_1 = D_2) \wedge (D_1 = D_3),$$

$$(D_2 = D_3) \wedge (D_2 \neq D_3),$$

где D_1 , D_2 , D_3 — диаметры трубопроводов соответственно первого, второго и третьего участков.

Алгоритмы поиска оптимального разветвления для перечисленных вариантов различны. Рассмотрим наиболее простой случай, когда все диаметры трубопровода равны (D_1 , D_2 , D_3). Сеть представляет собой помеченный неориентированный граф $G(A, N)$ (рис. 3.8). В общем случае каждая вершина множества вершин $N_i \in G(A, N)$ может рассматриваться как возможная точка разветвления N_{si} системы, а кратчайшие пути для трех участков находятся на ветвях дерева, построенного относительно этой точки разветвления в конечные точки участ-

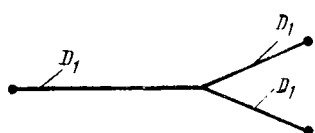


Рис. 3.7. Схемы вариантов поиска

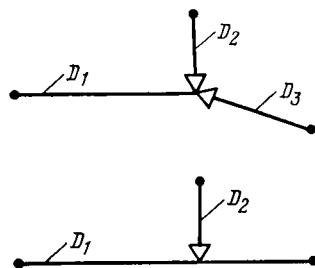
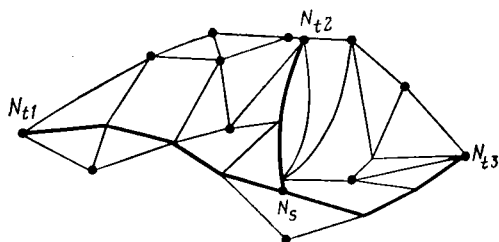


Рис. 3.8. Схема поиска оптимального разветвления



ков N_{tj} ($j=1, 2, 3$). Относительно вершин N_{si} по методу поиска кратчайшего пути на неориентированном графе осуществляется поиск кратчайшего пути в каждую из вершин N_{tj} ($j=1, 2, 3$), т. е. строится дерево графа относительно вершины N_s . Построенное дерево позволяет отыскать кратчайшие цепи на участках N_{si} , N_{tj} ($j=1, 2, 3$) и определить их длину L_{ij} или значение другого критерия оптимальности. Суммарный кратчайший путь системы

$$L_t = \sum_{j=1}^3 L_{ij}. \quad (3.13)$$

Осуществляемый перебор вершин графа в заданной области разветвления позволяет отыскать вершину, удовлетворяющую условию

$$L_0 = \min_{i \in N} L_t. \quad (3.14)$$

Выбранная таким образом точка разветвления будет оптимальной относительно заданного критерия. Если точка разветвления совпала с одним из узлов N_{tj} ($j=1, 2, 3$), т. е. отвод «вырождается», то рассматриваются два участка газопровода.

Рассмотрим алгоритм поиска оптимального разветвления системы для случая, если диаметры всех трех участков различны. В этом случае для каждого участка строятся три графа $G_1(A_1, N)$, $G_2(A_2, N)$, $G_3(A_3, N)$, соответствующие исходной сети. Для этих графов существует взаимно однозначное соответствие между A_1, A_2, A_3 , сохраняющее отношения инцидентности и распределения пометок. Следовательно, рассмотренные графы изоморфны. Для графа $G_1(A_1, N)$ и отдельно для графа $G_2(A_2, N)$ строится дерево при значениях критерия оптимальности, соответствующих участку N_{si} , N_{t2} , и отыскивается кратчайшая цепь на графе между этими точками, а также суммарное значение критерия оптимальности для найденного пути.

4. Разработанные алгоритмы поиска оптимальной трассы между двумя точками и алгоритм поиска оптимального разветвления системы магистрального газопровода позволяют перейти к решению более сложной проблемы — выбору оптимальных трасс системы магистральных трубопроводов со многими отводами. Проблему выбора сложных трасс можно разделить на 2 задачи: поиск оптимальных трасс газопроводов с отводами при заданной конфигурации системы и поиск оптимальных трасс сложных систем газопроводов с выбором конфигурации системы.

Остановимся на реализации первой задачи, применив модификацию иерархического метода оптимизации магистральных нефтепродуктопроводов. При выборе трасс сверхпротяженных трубопроводов длиной 2000—2500 км и более между двумя точками сеть разбивается на ряд фрагментов с граничными группами узлов. Эти группы рассматриваются как макрогруппы, если под макродугами подразумевать участки оптимальной трассы между двумя смежными граничными участками. Расстояние между граничными группами рекомендуется принимать 400—700 км. Используя суперпозицию изложенного метода, можно рассчитывать трассы практически любой протяженности.

Задана неориентированная сеть произвольной конфигурации с определенными начальными и конечными узлами трассы, а также конечными точками отводов (притоков) на сети и ориентировочно определенными областями их подключения к основной магистрали трассы (рис. 3.9). Сеть представляет собой неориентированный граф $G(V, N)$, который разобьем на подграфы $G(V_k, N)$, а множество вершин на независимые подмножества $V_k (k=1, 2, \dots, n)$, где n — число отводов. При этом необходимо выполнение условия $V_1 \cap V_2 \cap V_3 \cap \dots \cap V_n = \emptyset$, т. е. подмножества графа не должны пересекаться. Кроме того, в каждом из подграфов $G_k(V_k, N)$ должно находиться не более одного разветвления. Вершины N_V , инцидентные обоим соседним подмножествам, назовем соединяющими. Числом вершинного соединения $l(V_k)$ подмножества V_k назовем число соединяющих вершин с подмножеством V_{k+1} ; будем говорить, что подмножества V_k и V_{k+1} вершинно соединены. Аналогичные понятия существуют и для реберного соединения подграфов. Следовательно, к условию разбиения графа добавим еще одно: $\rho(V_k, V_{k+1}) = 0$, т. е. отсутствие реберного соединения подмножеств. Такой граф называется сепарабельным.

Таким образом, в результате разбиения графа на подграфы имеем некоторую конфигурацию системы, состоящую из вершинных соединений подмножеств (рис. 3.10). Очевидно, что каждая пара сочетаний N_{nk}, N_{nk+1} вершинных соединений, относящихся к одному подмножеству, представляет собой расчетный вариант, для которого возможно отыскание оптимальной точки разветвления либо оптимальной трассы между двумя

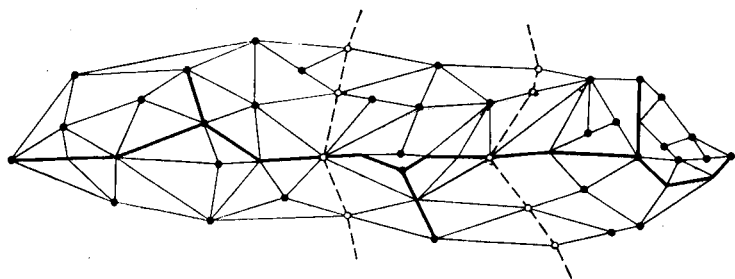


Рис. 3.9. Конфигурация трассы с отводами:

— — — дуги графа;
 — — — конфигурация системы;
 — — — условная граница разбиения графа;
 ● — конечные точки участков трассы; ○ — соединяющие вершины подграфов

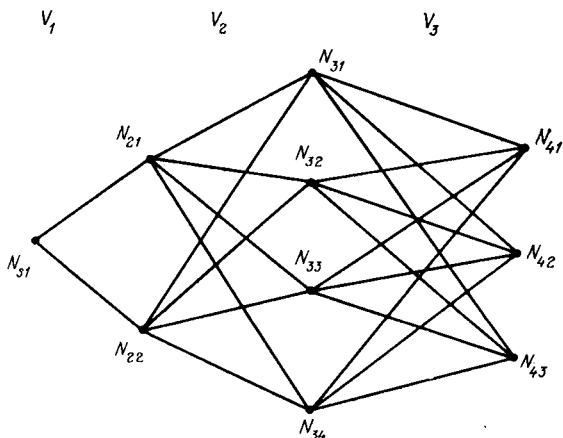


Рис. 3.10. Граф вершинных соединений подграфов

точками. Напомним, что по условию разбиения в подграфе должно находиться не более одного разветвления системы. Это обусловлено тем, что разработанный математический и программный аппарат позволит оптимизировать именно такой вариант. В случае, если разветвление для подмножества V_k отсутствует, то кратчайший путь находится между двумя точками N_{nh} , $N_{n+h, h}$ ($k=1, 2, \dots, l(V_k)$, где $l(V_k)$ — число вершинных разбиений).

После выполнения расчетов для каждого из подмножеств строится граф вершинных соединений $G(V_k, N_{nh})$, поиск кратчайшего пути между двумя точками которого не представляет особого труда.

Ввиду простоты алгоритма и наличия математического и программного аппарата поиска оптимальной трассы и оптимальной точки разветвления оптимизация трассы газопровода с отводами при заданной конфигурации системы выполняется путем последовательной реализации предложенных этапов. Следует отметить, что этот путь является наиболее надежным и реализуемым при оптимизации сложных систем газопроводов, поскольку в случае появления ошибок исходной информа-

ции их локализация значительно упрощается, что приводит к увеличению надежности работы программ.

Для поиска оптимальных трасс сложных систем газопроводов с выбором конфигурации системы разработан итерационный метод, предусматривающий оптимальное уточнение первоначально заданной конфигурации системы и выбор оптимальных участков основной трассы и отводов. Сеть представляет собой помеченный неориентированный граф $G(V, N)$.

Зададим ориентировочную конфигурацию системы на сети. Исходной информацией будут номера узлов начала N_{t1} и конца N_{t2} основной магистрали, конечные точки отводов или притоков на сети N_{tk} ($k=3, 4, \dots, n$, где n — число отводов), диаметры трубопроводов на участках. Кроме того, произвольно зададим узлы подключения отводов (притоков) к магистрали, т. е. точки разветвления системы N_{sk} ($k=1, 2, \dots, n$).

Выбор оптимальной конфигурации системы производится по следующему алгоритму. На графе $G(V, N)$ отыскивается вершина N'_{s1} оптимального разветвления системы относительно конечных вершин N_{t1} , N_{t2} , N_{t3} по уже описанному методу поиска оптимального разветвления трассы с отводом (рис. 3.11, а). Естественно, что первоначально заданный узел разветвления получит некоторое смещение и перейдет в вершину N'_{s1} (рис. 3.11, б). После этого можно приступить к рассмотрению следующей предполагаемой точки разветвления, решив систему конечных точек N'_{s2} , N_{t4} , N_{s3} относительно точки N_{s2} . Следующим этапом решается система N'_{s2} , N_{t5} , N_{t2} относительно точки разветвления N_{s3} (рис. 3.11, в). Откорректированная таким образом система разветвлений становится исходной (базовой) для следующего цикла последовательных решений (рис. 3.11, г). Процесс продолжается до момента сходимости, т. е. до тех пор, пока итерации решений поиска разветвления системы не приведут к постоянным координатам узлов разветвления.

Несколько усложним предполагаемый алгоритм с целью выбора оптимальных трасс и конфигураций системы. Предположим для простоты изложения, что все диаметры системы магистрального трубопровода $N_{t1}N_{s1}$, $N_{t2}N_{s2}$ и отводов $N_{s1}N_{t3}$, $N_{s2}N_{t4}$ (рис. 3.12, а) одинаковы. При поиске оптимального разветвления системы $N_{t1}N_{s2}$ относительно точки разветвления N_{s1} строим дерево не для определенной конечной точки отвода N_{t3} , а для ближайшей с точки зрения алгоритма построения дерева. Таким образом, с искомой точкой разветвления N_{s1} может соединиться не предварительно заданная вершина N_{t3} , а более целесообразная с точки зрения данного алгоритма вершина N_{t4} (рис. 3.12, б). Безусловно, на следующих итерациях процесса ситуация может измениться и «ближайшей» окажется опять-таки вершина N_{t4} . Таким образом, на каждом шаге итерационного процесса осуществляется не только выбор оптимальных на данной итерации точек разветвления системы, а и наиболее целесообразная ее конфигурация. Этот алгоритм

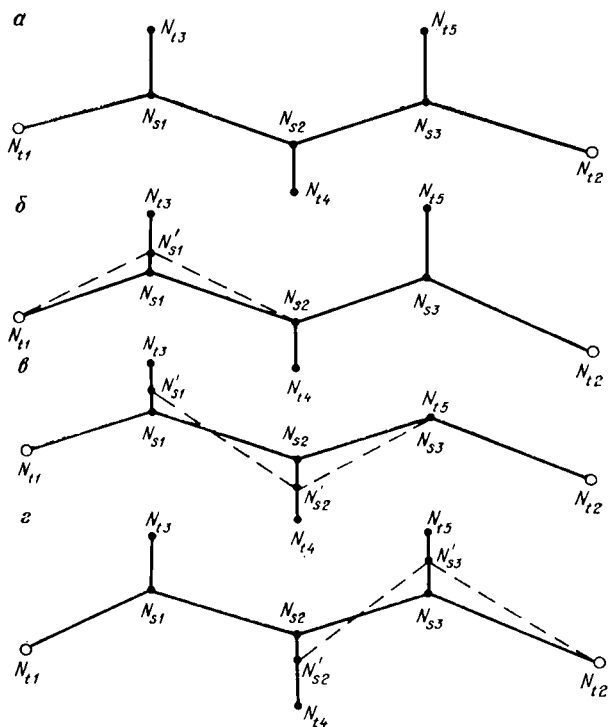


Рис. 3.11. Схемы поиска оптимального разветвления

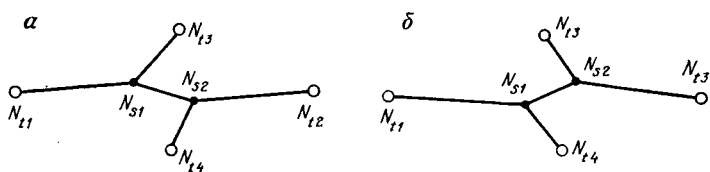


Рис. 3.12. Конфигурация системы в процессе оптимизации:
а — предварительно заданная; б — оптимальная

реализуется и для системы с трубопроводами различных диаметров.

Проведение практических расчетов показало, что анализ исходной информации занимает в 2—2,5 раза больше машинного времени, чем непосредственно выбор оптимальной трассы. Однако следует учитывать, что одного-двух расчетов в режиме поиска ошибок оказывается достаточно для выявления, локализации и последующей корректировки искажений информации. Произвольное задание сети, простота и наглядность описания информации о дугах, наличие развитой системы диагно-

стики ошибок позволяют уменьшить непроизводительные затраты машинного времени, сократить сроки проведения расчетов, получить качественный исходный материал и, таким образом, повысить уровень достоверности проводимых расчетов.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ПОИСКА ОПТИМАЛЬНЫХ ТРАСС

Как уже отмечалось, исходная информация включает данные о местности в области возможного положения трассы, 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. Какой бы произвольной формы ни была сетка, 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 процедуру расчета. Покажем, как осуществляется преобразование сетки. На рис. 3.13, *а* изображена 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 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, *а* обозначены кружочками) запрещается прокладка трубопровода. Поэтому никакой дополнительной работы по съемке данных с карт введения фиктивных дуг не требуется. 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

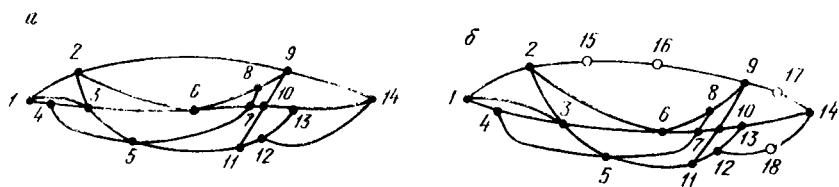


Рис. 3.13. Сетка произвольной формы

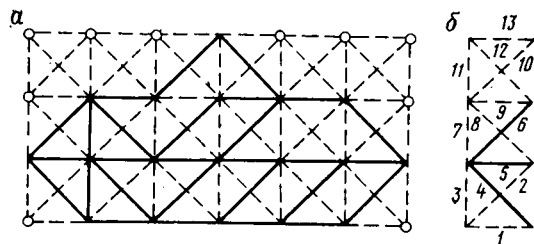


Рис. 3.14. Упорядоченная сетка

обозначаются символом «запрещение» по классификационной таблице.

На рис. 3.3 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. Инженерно-геологическая характеристика дополняется по инженерно-геологической карте СССР масштаба 1 : 2 500 000, на которой показаны генетические и литологические разности 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.

Границы распространения и характер вечномерзлых грунтов устанавливаются по геокриологическим картам и аэрофотоснимкам, при дешифровании которых определяются зоны сплошной и островной мерзлот, 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 харак-

терны 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. Характеристики лесных массивов (высота деревьев, диаметр, густота и 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

Наиболее общим является критерий приведенных затрат, учитывающих и капитальные вложения, и эксплуатационные затраты после ввода трубопровода в эксплуатацию:

$$\omega_{\text{пр}} = Kc + \mathcal{E}, \quad (3.15)$$

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

Поскольку поиск оптимальной трассы осуществляется по дугам сетки, то каждая дуга должна быть оценена соответствующим критерием $\omega_{\text{пр}}$. 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 $K_{\text{л.ч}}$, а для КС — примерно 0,2 $K_{\text{КС}}$, где $K_{\text{л.ч}}$ и $K_{\text{КС}}$ — капитальные вложения на строительство линейной части и КС соответственно. Коэффициент c одинаков для линейной части и для КС и равен 0,12. На каждой дуге встречаются различные условия прокладки, поэтому затраты на строительство только линейной части для каждой дуги

$$K_{\text{л.ч}} = \sum_1^n k_i l_i, \quad (3.16)$$

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

Стоимость сооружения КС разносится на каждую дугу. Например, при стоимости КС 450 тыс. руб. и среднем расстоянии между КС 150 км на каждый километр приходится по 3 тыс. руб. При длине дуги 10 км общие затраты на КС для данной дуги составят 30 тыс. руб. Учитывая изложенное, выражение (3.15) можно представить в следующем виде (для газопроводов):

$$\omega_{\text{пр}} = (c + c_1) \left(\sum_1^n k_i l_i + \frac{b}{c + c_1} K_{\text{КС}} \right), \quad (3.17)$$

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

Приняв для газопровода приведенные числовые значения $c = 0,12$, $c_1 = 0,04$, $c_{\text{КС}} = 0,2$, получим

$$\omega_{\text{пр}} = (0,12 + 0,04) \left(\sum_1^n k_i l_i + \frac{0,2 + 0,12}{0,12 + 0,04} K_{\text{КС}} \right) \quad (3.18)$$

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

Для определения $\omega_{\text{пр}}$ 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.

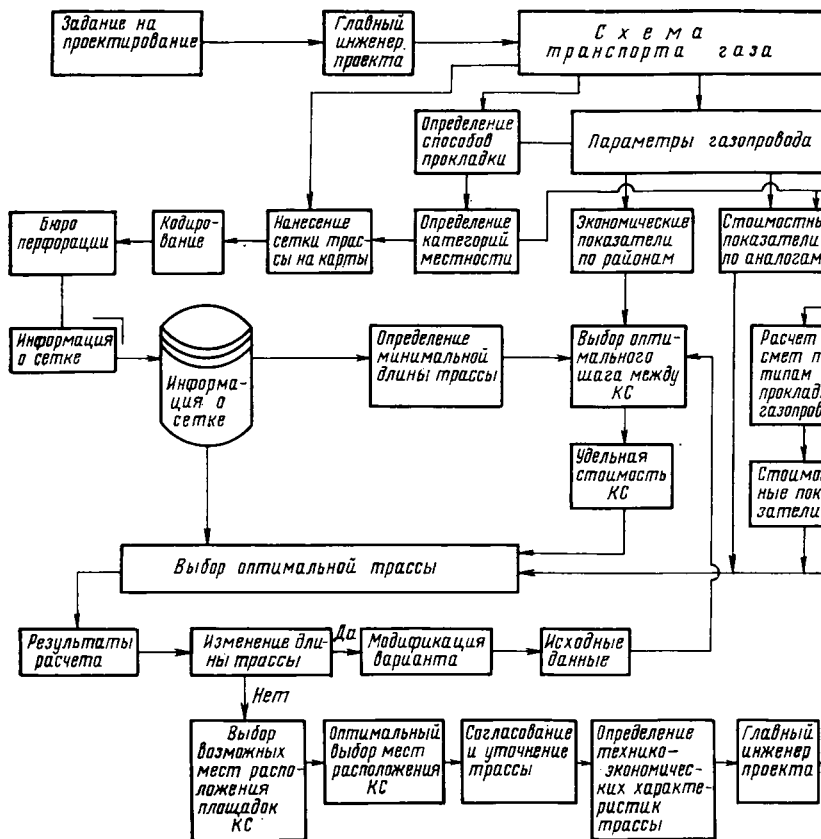
СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ПРОБЛЕМЕ ВЫБОРА ТРАСС И ОПТИМАЛЬНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

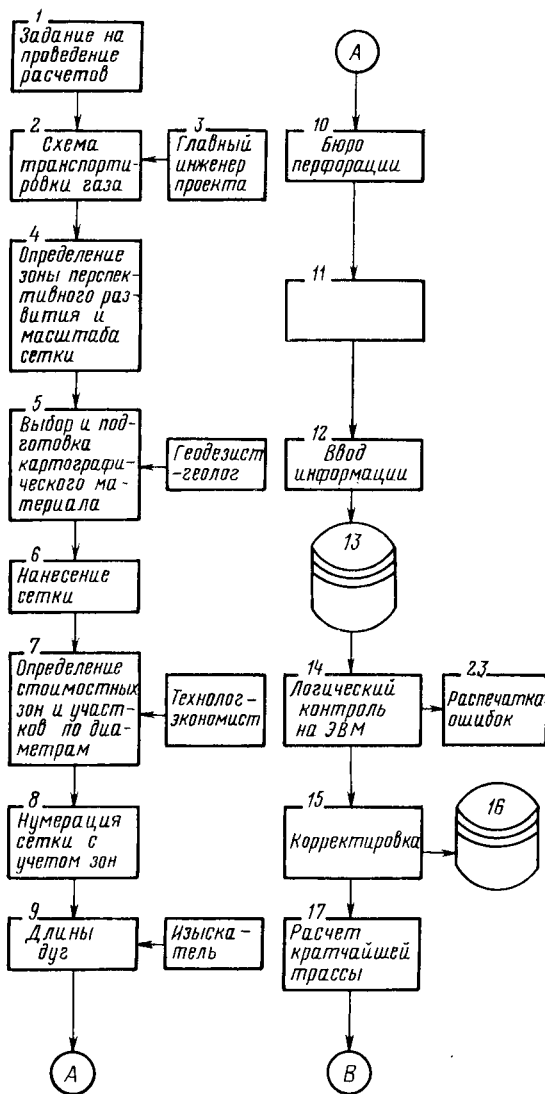
Проектирование магистрального трубопровода представляет комплекс взаимосвязанных проблем, функционально объединенных в системы взаимосвязанных и взаимозависимых объектов. Устоявшиеся традиционные методы проектирования не обеспечивали должным образом учет этих взаимосвязей, что в значительной мере позволяло сводить проектирование к набору различного рода необходимых, но недостаточных действий для получения действительно лучших решений как по отдельным элементам, так и по трубопроводу в целом. Разработка методов оптимального проектирования, основанных на получении оптимальных решений, совмещение задач строительного и технологического проектирования уже на стадии выбора трассы, если еще не полностью, то в значительной мере преоб-

разовали процесс проектирования. Это потребовало реорганизации сложившихся процессов, нетрадиционной организации проектирования, четкого и последовательного определения функций подразделений проектной организации. Проектирование трубопровода оптимизационными методами характеризуется использованием огромного объема исходной информации и вычислительных работ на ЭВМ, что, в свою очередь, ставит проблемы реализуемости задач и достоверности результатов.

Рассмотрим основные этапы оптимального проектирования как систему взаимосвязанных объектов (рис. 3.15). Входом в систему является задание на проведение расчетов, согласно которому определяются основные исходные данные, обеспечивающие систему материалами, поступающими в процесс. Эти данные являются результатами процесса систем высших иерархий. На основании этих данных принимаются решения и составляются схема транспорта продукта (нефти, газа и т. п.), позволяющая конкретизировать объект оптимизации. Далее определяются параметры трубопровода, а также конструктивные решения по технологии транспорта и способам прокладки. Совместная проработка технико-экономических задач технологами, конструкторами, сметчиками и математиками позволяет определить дискретные типы категорий местности и перейти к обработке картографического материала для выбора сети возможного проложения линейных участков газопровода и мест установки КС. Расчет смет на прокладку линейной части в различных условиях строительства опирается на категории местности, формирующие виды и объемы работ. Кроме того, оценивается экономическое влияние перекачивающих станций и сопутствующих инженерных сооружений на критерий оптимальности. Информация о дугах сети возможного проложения трубопровода и экономические показатели по районам переносятся на магнитные носители ЭВМ. Если в результате выбора трассы на ЭВМ ее протяженность изменилась по сравнению с кратчайшей трассой, то осуществляется возврат (обратная связь) к формированию критерия оптимальности и производится повторный выбор трассы. Анализуются и варианты, близкие к оптимальному. После уточнения расположения перекачивающих станций и согласования технических решений осуществляется окончательное определение технико-экономических параметров и характеристик местности трассы газопровода, которые являются выходом системы и входом в подсистему формирования задания на проведение изыскательских работ. Таким образом, поэтапно рассматривается процесс нахождения принципиальных решений проблемы.

Предлагаемая система организации работ обеспечивает качественное решение взаимосвязанных задач, координацию и рациональное планирование загрузки отдельных подразделений. Возможность оперативной замены отдельных объектов системы, анализ результатов на каждом этапе, внесение коррек-





тив и устранение погрешностей в результатах процесса обеспечивают гибкость и управляемость рассмотренной системы.

Рекомендации на основе системного подхода позволяют оптимизировать технико-экономические показатели проектных решений, сокращают сроки проектирования и создают условия для эффективного применения вычислительной техники, обеспечивают точность и однозначность решений.

Рассмотрим далее структуру подсистемы выбора оптимальной трассы. Эта подсистема является ведущей частью центра-

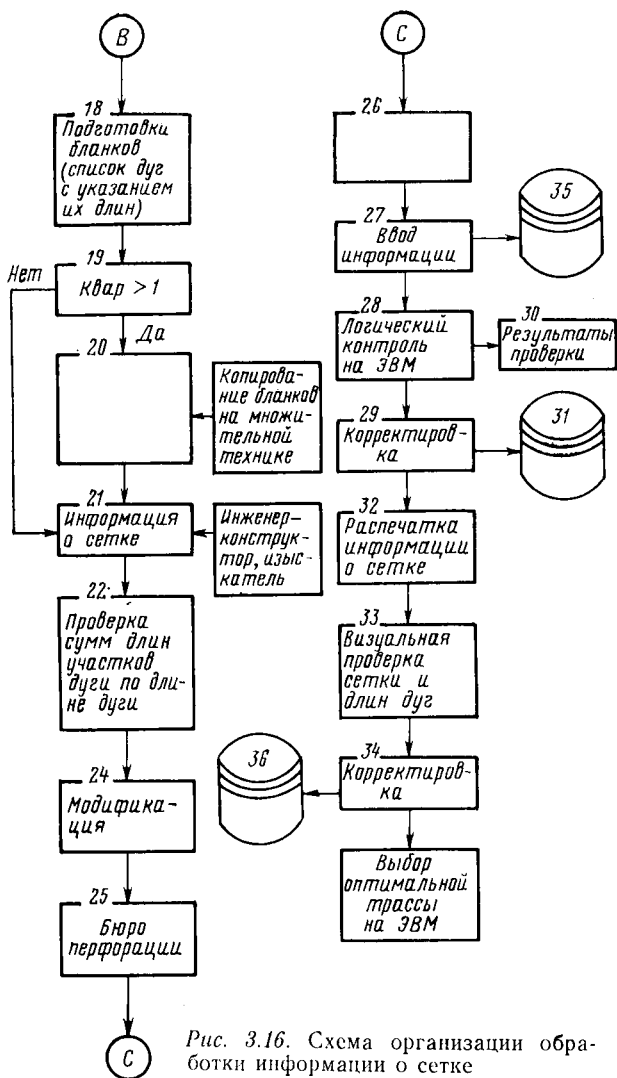


Рис. 3.16. Схема организации обработки информации о сетке

лизованной системы оптимизации транспорта нефти и газа. Централизованной будем называть систему, в которой некоторый элемент (в данном случае подсистема выбора оптимальных трасс) играет доминирующую роль в функционировании системы. Небольшие изменения ведущей части вызывают существенные изменения всей системы. Математические модели подсистемы выбора оптимальных трасс были рассмотрены для основных ситуаций, возникающих при проектировании трасс. При анализе подсистемы уделим внимание информационным

потокам и процессам, предшествующим выбору оптимальной трассы на ЭВМ.

Операционное описание подсистемы, приведенное на блок-схеме организации обработки информации о сети (рис. 3.16), представляет собой исчерпывающую и последовательно связанную совокупность процессов подготовки данных для расчета на ЭВМ, обеспечивающих достаточность и безошибочность информации для процесса оптимизации. Поскольку процесс подготовки информации осуществляется специалистами различного профиля, важное место в подсистеме занимает анализ специализации объектов подсистемы. Информационные позиции блок-схемы (пп. 1, 2) — «Задание на проведение расчетов» и «Схема транспортировки газа» — отнесем к выходным позициям подсистемы выбора трасс, осуществляющим связь с системой. Кроме того, к выходным компонентам подсистемы относятся значения диаметров трубопроводов, данные об экономических районах. Информация дискретной формы представляется документами. На основании задания определяются зона перспективного развития трассы газопровода, приемлемый масштаб сети. Выбор масштаба определяется степенью неоднородности условий местности и допустимым уровнем погрешности при съеме информации. Между заданными точками на картографическом материале наносится максимальное число принципиально возможных вариантов трасс, образующих сеть, или упорядоченная сеть. На этом этапе работы проводятся совместно инженерами-геодезистами, геологами. На сформированной сети инженерами-технологами определяются области проложения трасс для различных диаметров труб газопроводов. Экономисты определяют границы стоимости районов на сети во всей зоне перспективного развития трассы. С учетом определенных стоимостных районов и областей проложения трасс для различных диаметров труб производится нумерация узлов сети. Следующий этап работ (пп. 9—17) позволяет определить кратчайший путь между заданными точками на сети. Эти данные являются входными в систему оптимизации транспорта нефти или газа. При выполнении этого этапа производится сбор и запись информации о сети по длинам дуг. Информация о номерах узлов каждой дуги и ее длине записывается, а затем перфорируется на перфоносители. Далее информация, оформленная в виде перфокарточного файла, вводится в ЭВМ и записывается на накопители на магнитных дисках. Система хранения информации на магнитных дисках позволяет оперативно записывать, считывать, дополнять, исключать и корректировать информацию, сохранять записи длительное время. Последующие операции на данном этапе осуществляются с использованием информации, хранящейся на магнитных дисках. Логический контроль на ЭВМ (п. 14) осуществляется программно при задании соответствующего режима работы программы. Сеть проверяется на формальное описание. Некорректные записи про-

граммно исключаются, ошибки распечатываются на широкую печать. При необходимости проводится корректировка информации о сети, хранящейся на магнитных дисках, затем производится расчет кратчайшей трассы между заданными точками. Для этого достаточно задаться единичными стоимостными показателями по категориям местности. Выбранная таким образом трасса будет оптимальна по металлоемкости. Если же поставлена задача оптимизации по другому критерию оптимальности, то переходим к п. 18. Для проведения дальнейших расчетов можно использовать часть уже имеющейся информации. Для сбора информации о сети по категориям местности необходимо подготовить бланки с выписанными номерами узлов дуг, для чего используется откорректированная информация о сети. В случае, если проводится серия расчетов для различных способов прокладки газопроводов на той же сети, бланки следует размножить. Такой подход с предварительной проверкой информации и подготовкой списка номеров узлов дуг позволяет значительно уменьшить возможность появления ошибочной информации о конфигурации сети.

Наиболее ответственным и трудоемким является процесс сбора информации о сети по категориям местности и условиям прокладки трубопровода. Здесь необходимо участие специалистов различного профиля — инженеров-конструкторов, геодезистов, геологов. Снимаемая информация заносится в подготовленные бланки. При этом проводится сверка сумм длин участков различных категорий по дуге с ранее собранной информацией о сети по длинам дуг. При несравнении ошибки выявляются и корректируются. Полученная информация переносится на перфоноситель, вводится в ЭВМ и записывается на магнитный диск. После логического контроля на ЭВМ и корректировки вся информация о сети распечатывается и перед выполнением оптимизационных расчетов визуально проверяется.

Таким образом, применение принципов системного анализа позволяет рассмотреть структуру подготовки информации в целом во взаимосвязи отдельных объектов. Разработанная схема организации обработки информации о сети эффективно использовалась при подготовке информации для оптимизации ряда реальных трасс. Однако ввиду того что обработка большого объема информации при участии многих исполнителей — специалистов различного профиля — сопровождается искажением информации ошибками различного вида, следует отдельно остановиться на проблеме повышения уровня достоверности расчетов. По источникам возникновения ошибки в исходной информации можно классифицировать на три группы. Первую группу составляют ошибки, связанные с неточностью измерений длин отрезков дуг и неправильным определением категорий местности. Их наличие определяется масштабом карт, отсутствием дополнительной информации о местности и зависит от тщательности обработки материала и уровня квалификации

исполнителей. Эффективным, но не исчерпывающим способом устранения грубых ошибок этой группы является проверка сумм длин участков различных категорий местности (технических решений по прокладке) по дуге с длиной всей дуги.

Вторая группа ошибок зависит от способа задания исходной информации. Существующие программы и инструктивные материалы к ним обладают довольно сложной системой подготовки исходных данных. Упрощение процесса кодировки информации, минимизация условностей и «правил» заполнения бланков, отказ от строгой нумерации полос и строгой последовательности дуг, отсутствие ограничений на число дуг и узлов, способы произвольного представления цифровой информации о сети — эти меры приводят к значительному улучшению качества исходного материала и, что не менее важно, к сокращению времени подготовки информации. Использование сети произвольной конфигурации позволило реализовать ряд изложенных требований. Система подготовки данных такова, что дуги сети задаются путем записи номера узла начала дуги, номера узла конца дуги и соответствующему данной дуге набору длин отрезков и категорий местности. Нумерация узлов сети, вид представления чисел, их число, последовательность чередования дуг — произвольные. Эти факторы облегчают процесс снятия информации о сети, позволяют работать несколькими исполнителям одновременно и не требуют разработки специальных бланков.

Ошибки третьей группы возникают при некорректном описании сети, пропуске дуг или узлов, наличии повторных записей, нарушении граничных условий. К ним необходимо отнести и ошибки, возникающие при подготовке исходного материала на перфоносителях. Алгоритмы поиска кратчайшего пути на графе, по которым разработаны математические модели подсистемы выбора трасс, предъявляют жесткие требования к информации о сети. Сеть должна быть замкнутой, не иметь петель, смежных дуг. В случае ориентированного графа узлы (за исключением начального), в которые не входит ни одна дуга, или узлы (за исключением последнего), из которых не выходит ни одна дуга, должны быть исключены из рассмотрения или заменены. Кроме того, на информацию налагаются условия ограничения на номер категории местности, условие четности количества чисел, относящихся к дуге и др.

Таким образом, условия построения исходной сети достаточно формализованы, что позволяет, в свою очередь, строго формализовать поиск некорректной информации. Перечисленные условия позволяют диагностировать искажения информации о сети, которые являются следствием ошибочных записей. Анализ информации после ввода в ЭВМ позволяет выявить некорректности исходного материала, исключить ошибочные узлы и дуги из рассмотрения с последующим сообщением о номере дуги и виде ошибки. Наличие диагностических текстов

позволяет принимать решение о переходе к выбору оптимальной трассы или к корректировке информации о сети. Кроме того, систематизация и наглядность распечатки исходных данных позволяет визуально определить ошибочные записи.

Глава 4

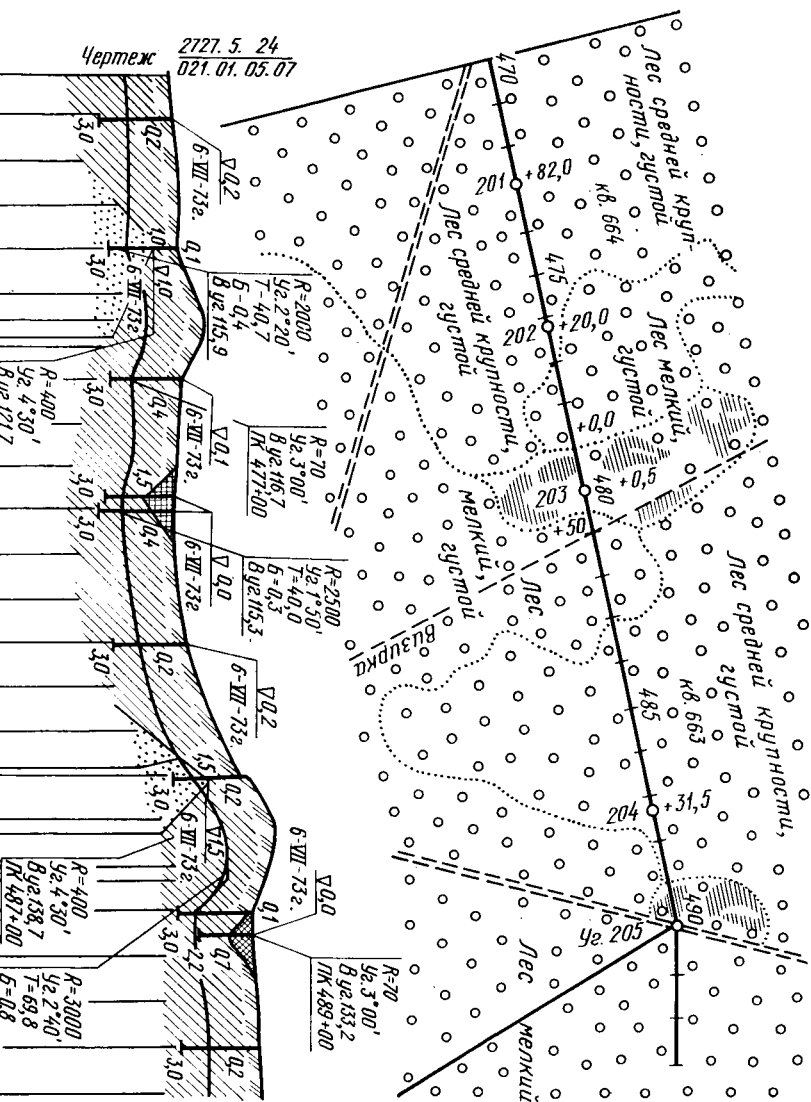
ПРОФИЛИРОВАНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

ПРОФИЛЬ И ЕГО ЭЛЕМЕНТЫ

Под профилем трубопровода понимается его положение по абсолютным или относительным высотным отметкам вдоль трассы. Графически профиль оформляется в виде чертежа, представляющего продольный разрез по оси трубопровода (рис. 4.1) с указанием отметок поверхности грунта (A), глубины траншей (B), уклона трубопровода на данном участке (B), расстояний между смежными отметками (Γ), пикетажа (D), категорий участка трубопровода, его диаметра и толщины стенки (E), типа изоляционного покрытия труб ($Ж$), удельного сопротивления грунта ($З$), пригрузки труб ($И$), краткой инженерно-геологической характеристики в полосе строительства (K). Профилирование, т. е. построение высотного положения труб, осуществляется заглублением их ниже поверхности грунта, пересечением различного рода резких изломов рельефа — над его поверхностью, установкой кривых вставок малых радиусов (так называемых гнутых труб), искривлением трубопровода за счет их упругого изгиба. Можно выделить следующие характерные элементы и участки профиля: горизонтальные прямолинейные участки — трубопровод имеет наклон к горизонту не более $i = 0,001$; прямые участки с положительным уклоном $i > 0,001$ (положительным считается уклон в сторону движения перекачиваемого продукта); прямые участки с отрицательным уклоном $i < 0,001$; упругоискривленные в вертикальной плоскости участки; кривые вставки из изогнутых труб; кривые вставки из прямых труб со скошенными концами. Применение перечисленных элементов при профилировании позволяет довольно точно следовать естественному профилю местности в самых различных условиях: от равнинных участков до резко пересеченной местности в горах.

На чертеже профиля приводятся все необходимые сведения об элементах профиля. Поясним, как это делается (см. рис. 4.1). Криволинейный участок, например, на ПК 480 характеризуется следующими данными: радиус кривизны $R = 2500$ м указывает на упругий изгиб трубы; угол поворота $Уг. 1^\circ 50'$; тангенс угла поворота $T = 40,0$ м, биссектриса угла $B = 0,3$; отметка вершины угла $B_{\text{вр}} 115,3$ м. На ПК 477 показан угол поворота из гнутых

2727.5. 24
021.01.05.07



труб. Как и в предыдущем случае, даны следующие характеристики: $R=70$ м (малый радиус кривизны указывает на то, что поворот собран из гнутых труб со скошенными кромками); Уг. $3^{\circ}00'$, $B_{\text{уг}} 116,7$. Характеристики угла поворота (рис. 4.2) определяются по формулам

$$\begin{aligned} l &= 2R \sin(\alpha/2); & T &= R \operatorname{tg}(\alpha/2); \\ B &= R \left(\frac{1}{\cos(\alpha/2)} - 1 \right); & K &= R\pi\alpha/180; \\ f &= \frac{l}{2} \operatorname{tg}(\alpha/4), \end{aligned} \quad (4.1)$$

где K — длина кривой; l — длина хорды кривой; f — стрелка прогиба кривой. При расчете упругоискривленных участков очень важно правильно определить радиус кривизны R . Минимальный радиус упругого искривления можно найти по формуле

$$R_{\min} = \frac{ED_{\text{н}}}{2\sigma_{\text{пр}} - \frac{0,30pD_{\text{вн}}}{\delta} \pm 2(1-\beta)\alpha_t\Delta tE - \beta \frac{pD_{\text{вн}}}{2\delta}}, \quad (4.2)$$

где E — модуль упругости металла; $D_{\text{н}}$, $D_{\text{вн}}$ — соответственно наружный и внутренний диаметры трубы; $\sigma_{\text{пр}}=0,75\sigma_{\text{т}}$ — продольные напряжения в стенке труб, принимаемые равными $0,75$ математического ожидания предела текучести металла трубы $\sigma_{\text{т}}$; p — внутреннее давление;

$$\beta = \frac{1+5m^2}{1+m^2/n^2}; \quad m = \frac{D_{\text{н}}}{2l}; \quad n = \frac{f}{l}; \quad (4.3)$$

α_t — коэффициент линейного расширения металла трубы; Δt — расчетный температурный перепад; δ — толщина стенки.

Что касается радиуса кривизны вставок из гнутых труб или из труб со скошенными кромками, то он определяется в зависимости от радиуса кривизны, необходимого по условиям наиболее рационального вписывания трубопровода в естественный рельеф местности.

ГЛУБИНА ЗАЛОЖЕНИЯ

Под глубиной заложения h_z трубопровода понимается глубина грунта от естественной его поверхности до верхней образующей труб. Соответственно глубина траншей $h_{\text{т}}$ будет

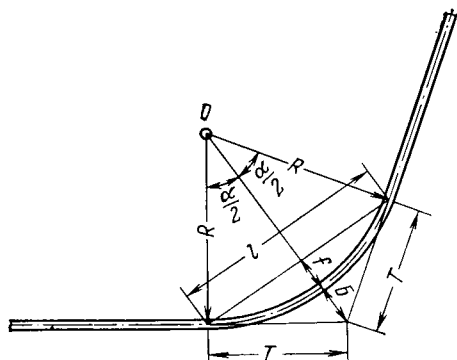


Рис. 4.2. Угол поворота

больше глубины заложения на величину наружного диаметра труб и строительного запаса Δh , т. е. $h_T = h_3 + D_n + \Delta h_T$. Строительный запас Δh_T учитывает возможные отклонения в сторону уменьшения при работе землеройных машин. При разработке подводных траншей этот запас называют багермейстерским. Запас Δh_T определяется исходя из конкретных характеристик машин, вида и состояния грунта, времени, в течение которого траншея будет находиться без уложенного трубопровода.

Глубина заложения труб — очень важная характеристика подземной прокладки. От нее во многом зависит надежность эксплуатации трубопроводов: защита труб от механических повреждений, защита их покрытия от прямых атмосферных воздействий (дождь, снег, обледенение, ветер, солнечная радиация и т. п.), сглаживание температурных колебаний в трубах при изменении температуры воздуха в течение суток, месяцев, сезонов года, обеспечение продольной устойчивости трубопровода и устойчивости его положения при обводнении грунта и т. д.

Если при профилировании принимать во внимание только эти важные функции, то глубина заложения должна быть по возможности максимальной. Однако, исходя из экономических соображений, требуется уменьшение глубины заложения до возможного минимума. Увеличение h_3 повышает затраты на выполнение земляных работ и усложняет работы по капитальному ремонту. Поэтому проектные и строительные организации стремятся уменьшить объем земляных работ (глубину заложения труб) и снизить их стоимость, хотя иногда это приводит к экономическим потерям, многократно превышающим строительную экономию. К сожалению, специальных исследований, посвященных обоснованию оптимальной глубины заложения, учитывающей перечисленные факторы, нет. Если обратиться к требованиям действующих в настоящее время СНиПов, то она установлена в пределах: для труб диаметром менее 100 см $\min h_3 = 0,8$ м, для труб диаметром 100 см и более $\min h_3 = 1$ м.

Установлены исключения для отдельных участков трассы. Так, в пустынных районах, в скальных и болотистых грунтах допускается уменьшение глубины заложения до 0,6 м независимо от диаметра труб; на болотах, подлежащих осушению, глубина заложения $h_3 = 1,1$ м. Несмотря на четкость этих норм, обоснованность их явно недостаточна, о чем и свидетельствуют аварийные ситуации, возникающие из-за недостаточной глубины заложения труб. Защита труб от атмосферных воздействий и сглаживание колебаний температуры труб при $h_3 \approx 0,8 \div 1$ м оказываются достаточно эффективными, хотя для нефтепроводов, особенно транспортирующих вязкие нефти, такая глубина заложения не обеспечивает эффективной теплозащиты трубопровода. В этих случаях h_3 должна определяться теплотехническими расчетами.

Обеспечение продольной устойчивости и устойчивости положения трубопровода требует более подробного анализа влия-

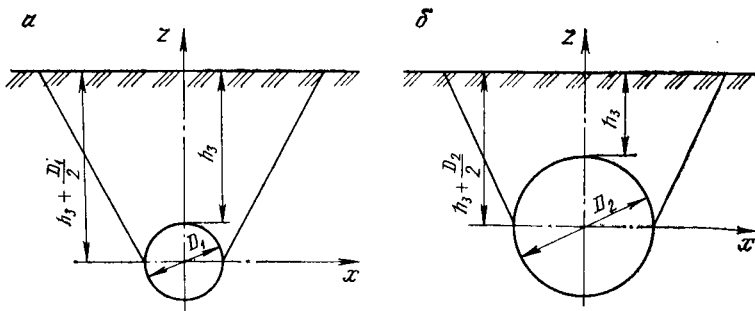


Рис. 4.3. Схемы положения подземного трубопровода меньшего (а) и большего (б) диаметров

ния на них глубины заложения. Известно, что продольная устойчивость как прямолинейных, так и искривленных участков зависит от «зашемления» труб грунтом, продольной жесткости трубопровода и продольной сжимающей силы в нем. Продольная жесткость трубопровода не зависит от глубины заложения, продольная же сжимающая сила зависит от нее только в той мере, в какой грунт защищает трубу от резких колебаний температуры (например, под влиянием солнечной радиации). Решающим фактором при подземной прокладке в обеспечении устойчивости является «зашемление», а точнее, сопротивление грунта поперечным и продольным перемещениям труб.

На рис. 4.3 изображены схемы подземной укладки двух труб разных диаметров $D_1 < D_2$. Жесткости каждого сечения EI_1 и EI_2 . Допустим, что трубопровод на рассматриваемом участке расположен прямолинейно. Будем полагать возможность потери продольной устойчивости в двух главных направлениях: вверх по оси z и в поперечном направлении по оси x . Выполнив условия моделирования, получим следующую зависимость для коэффициентов подобия:

$$\alpha_q = \sqrt[4]{\alpha_{кр}^{11}/(\alpha_F^2 \alpha_I^3)}, \quad (4.4)$$

где $\alpha_q = q_2/q_1$, $\alpha_F = F_2/F_1$; $\alpha_I = I_2/I_1$,
 $\alpha_{кр} = P_{кр2}/P_{кр1}$;

q — отпор грунта при поперечном перемещении труб; F и I — соответственно площадь сечения стенки труб и момент инерции; $P_{кр}$ — критическая сила, при которой возможна потеря устойчивости.

Допустим, необходимо определить, насколько может увеличиться критическая сила $P_{кр}$ в трубопроводе D_2 по сравнению с трубопроводом D_1 , для которого известно, что в таком же грунте он работал устойчиво в течение длительного срока эксплуатации.

Из (4.4) находим

$$\alpha_{кр} = \sqrt[11]{\alpha_q^4 \alpha_F^2 \alpha_I^3}. \quad (4.5)$$

При перемещении труб вверх по оси z (см. рис. 4.3) сопротивление грунта q , как было установлено опытным путем, определяется по формуле

$$q = \gamma_{ест} (h_{ср} D_n + h_{ср}^2 \operatorname{tg} \varphi - 0,4 D_n^2), \quad (4.6)$$

а при горизонтальном перемещении

$$q = \frac{\gamma_{ест} (h_{ср} + 0,7 D_n)^2}{2} \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right) + 2c D_n \operatorname{tg} \left(45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right), \quad (4.7)$$

где $\gamma_{ест}$ — удельный вес грунта в естественном состоянии; $h_{ср} = h_3 + 0,5 D_n$ — средняя глубина заложения труб; φ — угол внутреннего трения грунта; c — сцепление грунта.

Допустим, что потеря устойчивости происходит в направлении оси z , т. е. вверх. При этом примем $D_1 = 72$ см, $F_1 = 223$ см², $I_1 = 1,4 \cdot 10^5$ см⁴; $D_2 = 142$ см; $F_2 = 618$ см²; $I_2 = 1,5 \cdot 10^6$ см⁴; $h_3 = 80$ см; $\gamma_{ест} = 0,018$ Н/см³; $\varphi = 25^\circ$. По формуле (4.6) находим q_1 и q_2 для труб $D_1 = 72$ см и $D_2 = 142$ см; $q_1 = 180$ Н/м; $q_2 = 248$ Н/см. Определим далее $\alpha_q = 1,377$; $\alpha_F = 2,77$; $\alpha_I = 10,7$. По формуле (4.5) $\alpha_{кр} = \sqrt[11]{3,59 \cdot 7,67 \cdot 1,225 \cdot 10^3} = 2,58$. Это говорит о том, что при одинаковой глубине заложения обеих труб критическая сила в трубе $D_2 = 142$ см, при которой возможна потеря устойчивости, будет только в 2,58 раза больше, чем в трубе D_1 , хотя жесткость трубы D_2 в 10,7 раз больше, чем трубы D_1 . К чему это может привести, рассмотрим далее, приняв, что в обоих трубопроводах одинаковое внутреннее давление $p = 750$ Н/см² и температурный перепад $\Delta t = 50^\circ \text{C}$. Продольное сжимающее усилие в первом трубопроводе составит $P_1 = \alpha_I E F_1 \Delta t + 0,2 \sigma_{кц} F_1 = 3,98 \cdot 10^6$ Н, где $\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения в стенке трубы. Аналогично находим $P_2 = 12,41 \cdot 10^6$ Н. В соответствии с выполненным расчетом продольное усилие во втором трубопроводе должно быть не более $P_2 = 3,98 \cdot 2,58 \cdot 10^6 = 10,26 \cdot 10^6$ Н.

Если первый трубопровод находится при принятых значениях величин на пределе устойчивости, то второй трубопровод будет неустойчив; если же первый — устойчив, то неизвестно, будет ли устойчив второй. Но чтобы запас устойчивости в трубопроводах был одинаков, нужно, чтобы $P_2 \leq 2,58 P_1$, ибо при этом выполняются условия одинаковости состояний. Именно неучет этого обстоятельства и приводит к многочисленным выпучиваниям труб большого диаметра. Поэтому назначение глубины заложения труб должно быть дифференцированным в зависимости от жесткости труб и сопротивления грунта. Нельзя ожидать от трубопроводов, имеющих различные жест-

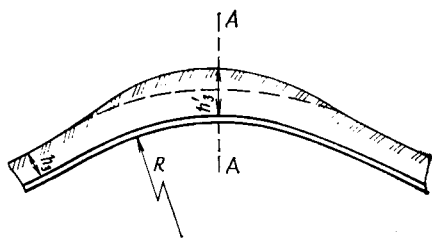


Рис. 4.4. Схема определения глубины заложения на выпуклом участке

кости, при одинаковой глубине заложения одинакового запаса устойчивости. Это не означает, что во всех случаях обеспечение продольной устойчивости должно достигаться только заглублением. Недостаточная пригрузка грунта может быть заменена, например, закреплением труб с помощью анкеров. Так, анкерное крепление в одном сечении с несущей способностью

10^5 Н может заменить грунтовую засыпку трубопровода диаметром 140 см на протяжении 15—20 м при толщине слоя засыпки 0,5 м.

Особое внимание нужно обращать на назначение глубины заложения на выпуклых участках рельефа. На искривленных участках с радиусом R внутреннее давление обуславливает давление труб на грунт с интенсивностью

$$q_p = \pi D_{\text{вн}}^2 p / (4R). \quad (4.8)$$

Соответственно на такую же величину как бы уменьшается пригрузка грунта, поэтому глубина заложения на таких участках должна увеличиваться, как показано на рис. 4.4. Например, при $D_{\text{вн}} = 140$ см, $p = 750$ Н/см², $R = 2 \cdot 10^5$ см по формуле (4.8) $q_p = 57,6$ Н/см. Приняв удельный вес грунта $\gamma_{\text{ест}} = 0,017$ Н/см³, получим, что высота дополнительного слоя засыпки должна составлять $\Delta h = 57,6 / (150 \cdot 0,017) \approx 23$ см, а глубина заложения в сечении А—А — как минимум $h_3^1 = (h_3 + 23)$ см. Поэтому стремление расположить упругую линию трубопровода, следуя очертаниям профиля, не всегда целесообразно, а иногда и неправильно. Глубину заложения трубопровода необходимо назначать не только в соответствии со стандартом (глубина заложения 0,8 или 1 м), но и с учетом вида грунта, его состояния, физико-механических характеристик грунта и жесткости труб.

ОПТИМАЛЬНОЕ ПРОФИЛИРОВАНИЕ

Под оптимальным будем понимать профиль, при котором требуются минимальные затраты на обеспечение высотного положения трубопровода и выполняются необходимые условия по надежности, зависящие от этого положения. К ним относятся обеспечение продольной устойчивости, защита от механических повреждений, обеспечение необходимой тепловой защиты и т. п. Перечисленные условия обеспечиваются необходимой глубиной заложения h_3 , пригрузкой или закреплением труб анкерами, установкой кривых труб малого радиуса, упругим искривлением

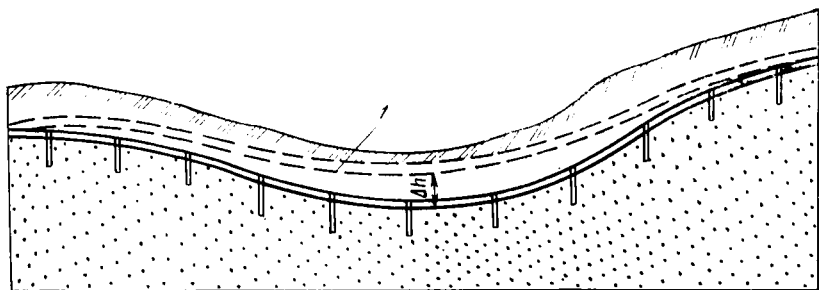


Рис. 4.5. Схема дополнительной пригрузки труб на вогнутом участке

трубопровода. Перед началом профилирования должны быть определены и четко зафиксированы: минимально допустимая глубина заложения труб $h_{з\ min}$, наибольшая глубина заложения $h_{з\ max}$, минимальный радиус упругого искривления трубопровода R_{min} , радиус кривизны поворотов из кривых труб $R_{кр}$.

Рассмотрим сначала случай профилирования только при упругом искривлении труб. При условии выполнения перечисленных требований должен быть получен минимум затрат на земляные, изоляционно-укладочные работы и работы по пригрузке труб. Кроме того, должны быть обеспечены прилегание труб к дну траншеи и прочность трубопровода. Условие прилегания труб к грунту обеспечивается, если

$$EI \frac{d^4 y}{dx^4} + \varphi(x) = q(x), \quad (4.9)$$

где $\varphi(x)$ — упругая реакция грунта основания; $q(x)$ — распределенная нагрузка от массы труб, пригрузки и удерживающей силы анкерных креплений.

Реакция грунта может возникнуть только в случае $\varphi(x) > 0$; именно это условие и определяет прилегание труб к дну траншеи. С учетом этого из уравнения (4.9) получим условие прилегания в виде

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

Поясним значение $q(x)$. Если прилегание труб происходит только за счет силы тяжести, то $q(x) = q = \text{const}$ и равно силе тяжести единицы длины труб. Если прилегание обеспечивается пригрузкой бетонными и иными утяжеляющими грузами, то

$$q(x) = q + q_{гр}(x), \quad (4.11)$$

где $q_{гр}(x)$ — распределенная на единицу длины трубы сила тяжести отдельных грузов.

Анкерное крепление при профилировании в качестве нагрузки учитывается только в том случае, если с помощью анкеров «дожимают» трубопровод на вогнутом участке рельефа, например, как показано на рис. 4.5. Если бы трубопровод был

уложен без утяжеления или анкеров, то он бы занял положение 1. С помощью анкеров трубопровод можно «дожать» до дна траншеи. Однако на практике такой способ пригрузки не применяется. Часто для обеспечения устойчивости трубопровода на обводненных грунтах используют в качестве балласта грузы. Прочность труб при укладке обеспечивается, если

$$\frac{d^2y}{dx^2} \leq \frac{1}{R_{\min}}, \quad (4.12)$$

где $R_{\min}$ определяется по формуле (4.2) или задается, исходя из каких-либо иных соображений, например, из условия обеспечения продольной устойчивости.

Наконец, условие собственно оптимизации профиля можно записать в виде функции затрат на земляные работы и пригрузку труб:

$$\omega = \min \sum_0^L \{\omega_{з.п} [y(x), h(x) - \omega_n(x)]\}, \quad (4.13)$$

где $\omega_{з.п}$ — затраты на выполнение земляных работ в сечении x ; $y(x)$, $h(x)$ — соответственно отметки дна траншеи и поверхности грунта в том же сечении; $\omega_n(x)$ — распределенная пригрузка от веса грузов в сечении x .

Задача (4.13) может быть решена различными методами, в частности, с использованием динамического программирования или идеи оптимального управления при наложении ограничений на поведение функции $y(x)$ во всех точках вдоль участка рассматриваемой длины L . Это ограничение имеет следующий вид. В местах предусмотренных разрывов трубы, например в местах установки отсекающей арматуры (кранов, задвижек),

$$\begin{aligned} x=0, & \quad y=y_0, & y'=\operatorname{tg} \alpha_0, & y''=y'''=0; \\ x=L, & \quad y=y_L, & y'=\operatorname{tg} \alpha_L, & y''=y'''=0, \end{aligned} \quad (4.14)$$

где α_0 и α_L — углы наклона оси трубопровода к горизонту в сечениях $x=0$ и $x=L$. Кроме того, во всех сечениях $x>0$ должны выполняться условия (4.12) и (4.13).

При использовании динамического программирования при профилировании задача решается в сеточной постановке как многошаговый процесс. Недостаток подхода — необходимость представления области поиска оптимального профиля в виде сетки. При этом упругая линия трубопровода представляется в виде ломаной линии, состоящей из отдельных прямых участков. Чтобы приблизить очертание этой ломаной к реальной упругой линии трубопровода, нужно брать сетку с очень малым шагом по вертикали Δh и достаточно большим — по горизонтали Δx . На рис. 4.6 показаны сетка с упругой линией (пунктир) и ее изображение в виде ломаной линии. Увеличение числа элементов Δh существенно усложняет процесс расчета профиля на ЭВМ.

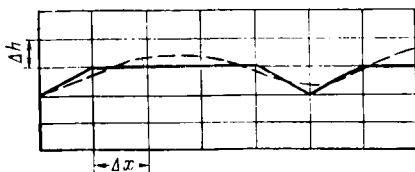


Рис. 4.6. Сетка для поиска оптимального профиля

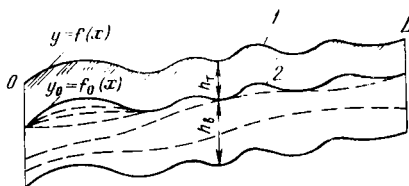


Рис. 4.7. Схема поиска оптимального профиля в заданной области управления

Для решения задачи профилирования, рассматриваемой как отыскание наилучшего положения линии трубопровода в ограниченной высотными отметками полосе, можно применить теорию оптимального управления процессом. Необходимо найти минимум функции затрат, обусловленных высотным положением трубопровода. Математически сформулированная эта практически важная задача относится к задачам вариационного исчисления. Что понимается в задаче оптимального профилирования под оптимальным управлением процессом, проиллюстрируем следующим образом. Пусть мы имеем функционал затрат на профилирование в виде

$$\omega = \int_0^L \omega_1[y(x), h(x)] dx, \quad (4.15)$$

где ω_1 — затраты на профилирование единицы длины трубопровода в сечении x ; $y(x)$ и $h(x)$ — соответственно высотные отметки дна траншеи и поверхности грунта. Допустим далее, что заданы высота полосы профилирования $h(x) - y(x) = A$, длина участка L , в пределах которого осуществляется ход управляемого процесса, а также ряд ограничений в виде условий (4.12), (4.13) и (4.14). Необходимо найти такое управление ω_1 при перечисленных ограничениях, при котором функционал (4.15) достигнет минимума.

Оптимальный профиль будем определять от приближенно заданного начального положения трубопровода, описываемого начальной функцией $y_0 = f_0(x)$. В качестве такого начального положения можно принять линию, следующую параллельно линии естественного рельефа местности на глубине h_3 . На рис. 4.7 изображены обе эти линии (1, 2) и полоса h_b , в пределах которой возможно варьирование линии трубопровода. Если предусматривается чисто подземная схема прокладки, то положение линии трубопровода, изображенное на рис. 4.7, будет предельным по минимуму глубины заложения h_r . Естественно, что функционал (4.15) при таком положении трубопровода на участке OL достигает минимума. Но не во всех сече-

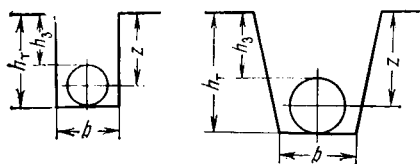


Рис. 4.8. Расчетные формы траншей

ниях будут выполняться ограничительные условия (4.10) и (4.12). В зависимости от жесткости труб EI их положение в соответствии с этими условиями должно быть иным. На рисунке эти удовлетворяющие условиям (4.10) и (4.12) положения показаны пунктиром.

Однако затраты w_1 для них будут большими, чем для линии 2. Задача заключается в том, чтобы, управляя положением упругой линии трубопровода от начального (линия 2) в допустимых по условиям (4.10) и (4.12) пределах, найти положение, в котором функционал (4.15) достигает минимума. Для решения задачи нужно иметь в каждой точке x значение w_1 . Затраты на профилирование w_1 состоят из двух основных составляющих — стоимости земляных работ и стоимости кривых вставок: $w = w_{з.р} + w_{кр}$. Величина $w_{з.р}$ зависит от поперечного сечения траншеи, т. е. $w_{з.р} = f(\omega)$, где ω — площадь сечения траншеи, которую можно выразить через ее основные параметры — ширину дна b , заложение откосов m и глубину h_r . Соответственно $w_{з.р}$ можно представить в виде функции $w_{з.р} = f(m, b, h_r)$. Параметр h_r , кроме того, определяет и измененное по сравнению с начальным положение упругой линии трубопровода в точке x , поскольку $y(x) = y_0(x) - h_r(x)$.

Рассмотрим далее систему обыкновенных дифференциальных уравнений, описывающих упругую линию трубопровода:

$$\begin{aligned} \frac{dy(x)}{dx} &= y_1(x); & \frac{dy_1(x)}{dx} &= y_2(x); \\ \frac{dy_2(x)}{dx} &= y_3(x); & \frac{dy_3(x)}{dx} &= y_4(x), \end{aligned}$$

где $y(x)$ — уравнение упругой линии; y_1 , y_2 и y_3 — соответственно первая, вторая и третья производные от $y(x)$. Управляющей функцией в рассматриваемом случае является функция стоимости земляных работ и установки гнутых кривых вставок малого радиуса $w_1(x)$. На управляющую функцию $w_1(x)$ также накладывается ограничение, определяемое следующим образом. Минимум w_1 будет определяться только стоимостью земляных работ при устройстве траншей прямолинейного профиля минимально допустимой глубины; наибольшее значение w_1 будет определяться стоимостью разработки траншей трапециевидального профиля максимально допустимой по условиям строительства или по иным соображениям глубины в пределах участка расчетной длины L плюс установка кривой вставки из гнутых труб. Эти значения w_1 определяются предварительно;

кроме того, должна быть установлена зависимость w_1 от глубины заложения труб. Так, при профилях траншеи, изображенных на рис. 4.8, стоимость земляных работ на единицу длины траншеи

$$w_{13}(x) = c_T [h(x) - y(x)] F_T + c_3 F_3,$$

где c_T — стоимость устройства единицы объема траншеи (1 м^3); c_3 — стоимость засыпки единицы объема траншеи после укладки труб; F_T — площадь поперечного сечения траншеи,

$$F_T = (0,5D_n + z) \left(b + \frac{0,5D_n + z}{\operatorname{tg} \beta} \right);$$

F_3 — площадь обратной засыпки.

Раздел III

Напряженное состояние, прочность, устойчивость и перемещения подземных 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 применяют трубы больших диаметров и более жесткие режимы перекачки. Под воздействием поперечных и продольных сил трубопроводы, уложенные в слабых грунтах, изменяют свое первоначальное положение, что приводит к появлению в материале труб чрезмерных изгибающих усилий и, как следствие этого, к их разрушению.

Глава 5

НАПРЯЖЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

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, давления 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. Для линейной части трубопровода основными являются из нагрузок — внутреннее давление, давление грунта, собствен-

ный 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 вес труб и заполняющего их продукта может привести к опасным для прочности труб напряжениям, а на продольных уклонах внутреннее давление в трубопроводе и силовое воздействие оползающего грунта вызывает 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, учитывающую возможное отклонение от нормативной: $N_p = nN^{(н)}$, где n — коэффициент надежности по нагрузке. Коэффициенты надежности n для различных видов нагрузки и воздействий регламентируются СНиП 2.05.06—85 (табл. 5.1). Все нагрузки и воздействия подразделяются на постоянные, временные, длительные, кратковременные и особые.

К постоянным относятся нагрузки, которые приложены к той или иной конструкции в течение всего срока эксплуатации сооружения, в состав которого входит конструкция (вес, 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

Таблица 5.1. Коэффициент надежности n в зависимости от нагрузок и воздействий

Характер нагрузок и воздействий	Нагрузки и воздействия	n
Постоянные	Собственный вес трубопровода и обустройств Воздействие предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб и др.)	1,1 1
Временные	Давление грунта	1,2
дли- тельные	Внутреннее давление: для газопроводов для нефтепроводов диаметром 700—1200 мм с промежуточными НПС без подключения емкостей для нефтепроводов диаметром 700—1200 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 1,15 1,1
	Вес продукта или воды	1
	Температурные воздействия	1
	Воздействия неравномерных деформаций грунта, не сопровождающиеся изменением его структуры (просадки, пучения и др.)	1,5
Кратковременные	Нагрузки: снеговая ветровая гололедная	1,4 1,2 1,3
	Нагрузки и воздействия, возникающие: при пропуске очистных устройств при испытании трубопровода	1,2 1
Особые	Воздействия: селевых потоков и оползней деформаций земной поверхности в районах горных выработок и карстовых районах деформаций грунта, сопровождающихся изменением его структуры (например, деформации просадочных грунтов при замачивании)	1 1

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.

Для линейной части магистральных трубопроводов наиболее характерными являются следующие нагрузки и воздействия:
собственный вес трубопровода $q_t = nq_0$, где q — вес сооружения или конструкции, определяемый по геометрическим размерам; $n = 1,1$;

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

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. $P_{\text{в}} = \rho_{\text{в}} h g$, где $\rho_{\text{в}}$ — 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 $\sigma_{\text{и}}$;

внутреннее давление (нормативное) $p = n p_{\text{г(н)}}$, где $p_{\text{г(н)}}$ — расчетное давление газа (нефти и т. д.);

вес продукта, заполняющего 1 м длины трубопровода: газа

$$q_{\text{г}} = 215 \rho_{\text{г}} n p D_{\text{вн}}^2 / (z T),$$

где $\rho_{\text{г}}$ — плотность газа при нормальных условиях; z — коэффициент сжимаемости газа; T — абсолютная температура; нефти и нефтепродуктов

$$q_{\text{н}} = \rho_{\text{н}} g \pi D_{\text{вн}}^2 / 4,$$

где $\rho_{\text{н}}$ — плотность транспортируемого продукта;

температурные воздействия, рассчитываемые в соответствии с зависимостью, устанавливающей соотношение между усилениями и температурным перепадом $\Delta t = t - t_0$ при невозможности температурных деформаций: $\sigma_t = \alpha_t F \Delta t$, 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 $q_{\text{сн}} = q_0 c$, 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

$$q_{\text{вет}} = (q_{\text{нс}} + q_{\text{нд}}) D_{\text{н}},$$

где $q_{\text{нс}}$ — нормативная статическая составляющая ветровой нагрузки; $q_{\text{нд}}$ — нормативная динамическая составляющая ветровой нагрузки; значения $q_{\text{нс}}$ и $q_{\text{нд}}$ принимаются по СНиП II-6—74;

выталкивающая сила воды на 1 м труб $q_{\text{в. в}} = 0,8 D_{\text{н}}^2 \rho_{\text{в}} g$, где $\rho_{\text{в}}$ — плотность воды.

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

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 $\sigma_{пр} = P/F$, где F — площадь поперечного сечения материала трубы, зависящая от диаметра и толщины стенки (см. прил. 3).

Усилия, действующие в тангенциальном направлении, называют кольцевыми, и соответственно напряжение также называют кольцевым $\sigma_{кц}$. 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. *Нестабилизированными* будем называть напряжения, продолжающие изменяться во времени вследствие изменений внешних усилий. Нестабилизированными напряженное состояние 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, распределенных по длине трубопровода, а также изменением во времени физико-механических свойств грунтов (например, уплотнение засыпки, изменение влажности и т. п.). Обычно в расчетах при-

нимается, 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 вертикаль-

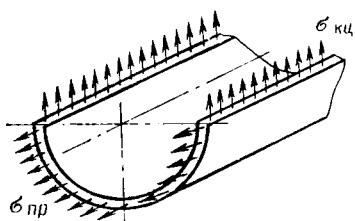
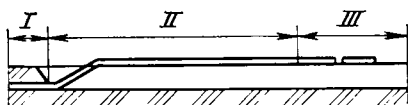


Рис. 5.1. Схема внутренних усилий в трубопроводе

Рис. 5.2. Схема наращивания трубопровода



ной 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 светового 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 наращаемой 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) 252 Н/см^2 . Но поскольку продольное усилие вызывает продольное перемещение трубопровода, то в нем останется лишь та часть продольного грунта, 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 $pD_{\text{вн}} = 2N$, откуда $N = pD_{\text{вн}}/2$. Учитывая, что $N = \sigma_{\text{кц}}\delta$, где δ — толщина стенки трубы, получаем

$$\sigma_{\text{кц}} = pD_{\text{вн}}/(2\delta). \quad (5.1)$$

Учитывая известную зависимость между продольными и поперечными напряжениями, определим продольные напряжения в стенке трубы $\sigma_{\text{пр}} = \mu\sigma_{\text{кц}} = \mu pD_{\text{вн}}/(2\delta)$, 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 $\sigma_{\text{пр}} = 0,15pD_{\text{вн}}/\delta$.

Если трубопровод подвергается воздействию внутреннего давления и температуры, то (поскольку трубопровод бесконечной длины можно считать защемленным в направлении главной оси) в нем при $\Delta t \neq 0$ возникают температурное усилие $P_t = \pm \alpha_t E \Delta t$ и соответствующее ему продольное напряжение $\sigma_t = P_t/F = \pm \alpha_t E \Delta t$. Таким образом, при совместном действии p и Δt кольцевые напряжения практически не изменятся, а продольные станут равными

$$\sigma_{\text{пр}} = 0,15pD_{\text{вн}}/\delta \pm \alpha_t E \Delta t. \quad (5.2)$$

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

Из (5.2) видно, что при $t < t_0$ растягивающие продольные напряжения увеличиваются: при $t > t_0$ они могут умень-

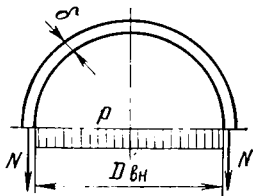


Рис. 5.3. Схема к расчету кольцевых напряжений

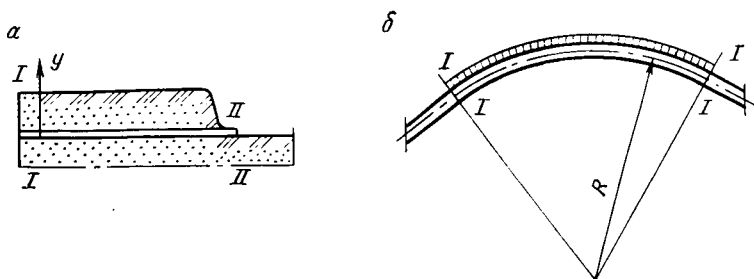


Рис. 5.4. Прямолинейный (а) и криволинейный (б) участки трубопровода

шаться до нуля и даже стать сжимающими. Если $p=0$, а $\Delta t \neq 0$, то напряжения в прямолинейном трубопроводе характеризуются вторым членом уравнения (5.2); 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 $\sigma_{\text{кц}}$ определяют по (5.1). Продольные напряжения в сечениях левее $I-I$, где продольных перемещений труб нет, определяют выражением (5.2). В конце сечения $II-II$ продольное усилие $P = \pi D_{\text{вн}}^2 p / 4$, $\sigma_{\text{пр}} = P / F$, откуда, учитывая, что $F = \pi \delta D$, получаем $\sigma_{\text{пр}} = p D_{\text{вн}} / (4\delta)$. В сечениях, расположенных между $I-I$ и $II-II$, продольные напряжения изменяются в зависимости от заземления труб в грунте.

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 $M = EI / R$, где I — осевой момент инерции; R — радиус упругого изгиба трубопровода. Этот момент обуславливает возникновение в стенке трубы напряжений, распределяющихся по закону $\sigma_{\text{пр}} = Mz / I$.

ПРОЧНОСТЬ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Под прочностью магистрального подземного трубопровода понимается его способность сопротивляться внутренним и внешним нагрузкам без разрушения. Прочность является сложной функциональной зависимостью между несущей способностью материала, из которого сделаны различные конструкции трубопровода (прямые участки, кривые, отводы, тройниковые соединения и т. п.), и усилиями, возникающими в этих конструкциях под действием внутренних и внешних нагрузок.

Поскольку разрушение трубопроводных конструкций происходит, когда их несущая способность оказывается недостаточной для восприятия действующих в них усилий, то обеспечение прочности трубопровода может достигаться как регулированием физико-механических характеристик материала труб, их размеров (диаметра, толщины стенки), так и изменением усилий, действующих в элементах конструкций. Поэтому проблема обеспечения прочности трубопровода включает комплекс задач, связанных с определением усилий в элементах конструкций, определением физико-механических характеристик несущей способности материала конструкций и их изменением при длительном действии нагрузок (монотонное изменение, мало- и многоцикловые изменения и т. п.); с разработкой метода оценки наступления предельного состояния, при котором полностью исчерпывается прочность конструкции и происходит ее разрушение, а также с разработкой методов оценки необходимого и достаточного запаса несущей способности, обеспечивающей неразрушимость трубопровода весь расчетный период его эксплуатации.

КЛАССИФИКАЦИЯ РАЗРУШЕНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ

Разрушение трубопроводов, обусловленное недостаточной несущей способностью конструкций, является наиболее частой причиной кратковременных и длительных остановок трубопроводов. Поскольку разные участки трубопровода находятся в различных топографических и гидрогеологических условиях и время доставки ремонтно-восстановительных бригад к месту аварии в значительной мере зависит от наличия вдольтрассовых дорог, то время восстановления разрушенных участков даже при одинаковых видах разрушений может быть различным. Так, полное разрушение сечения трубы в плотном сухом грунте может быть восстановлено за несколько часов. В то же время для устранения аналогичного разрушения в болоте, особенно сложенном жидким болотистым грунтом, может потребоваться несколько суток. Соответственно убытки от практически одинаковых разрушений могут различаться в десятки и сотни раз.

Причины разрушений.

Изучение большого числа разрушений позволяет следующим образом распределить вызвавшие их причины. Заводские дефекты труб, включая дефекты заводских сварных швов; дефекты сварных соединений труб, выполняемых на сварочно-монтажных базах и в трассовых условиях; повреждения труб при их транспортировке и строительстве; повреждения трубопроводов сельскохозяйственными машинами; перенапряжение труб, обусловленное различного рода отклонениями от требований проекта либо ошибками, допущенными при проектировании; перенапряжение труб в результате воздействия на них неучтенных нагрузок; коррозия; нарушение правильного режима эксплуатации; прочие причины.

Наиболее частые причины разрушения можно классифицировать следующим образом.

Заводские дефекты труб — металлургические дефекты (слоистость стенок труб, закаты, неметаллические включения, плены); использование сталей с нерасчетными характеристиками прочности, пластичности, вязкости; отклонения геометрических характеристик от расчетных (толщина стенки, диаметр труб, величина притупления кромок); дефекты заводских сварных швов (непровары, смещение кромок, шлаковые включения, ослабление околошовных зон основного металла, трещины, царапины и задиры, наносимые на металл в процессе изготовления труб, места ремонта заводского сварного шва).

Дефекты сварных соединений труб, выполняемых в полевых условиях, в основном те же, что и в заводских сварных швах (непровары, подрезы, шлаковые включения, неравнопрочность металла шва с основным металлом, «охрупчивание» околошовной зоны и др.).

Механические повреждения труб при транспортировке, строительстве и эксплуатации — вмятины, царапины, задиры, приварка «заплат», «корыт», приварка различного рода крепежных элементов, утонение концевых участков труб, при перетаскивании их волоком, сквозные повреждения, гофры.

Перенапряжение труб, обусловленное нарушениями требований проекта или ошибками проектных решений — довольно частая причина разрушений труб. Наиболее характерными примерами такого рода разрушений являются дополнительное к проектному искривление трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях вплоть до образования гофр, принятие в проектах недостаточно обоснованных конструкций, недоучет продольных сил в трубах и продольных перемещений и т. п.

Перенапряжение труб в результате действия неучтенных нагрузок.

К таким нагрузкам относятся: силовое воздействие оползающих грунтов при укладке труб в тело оползней, размыв

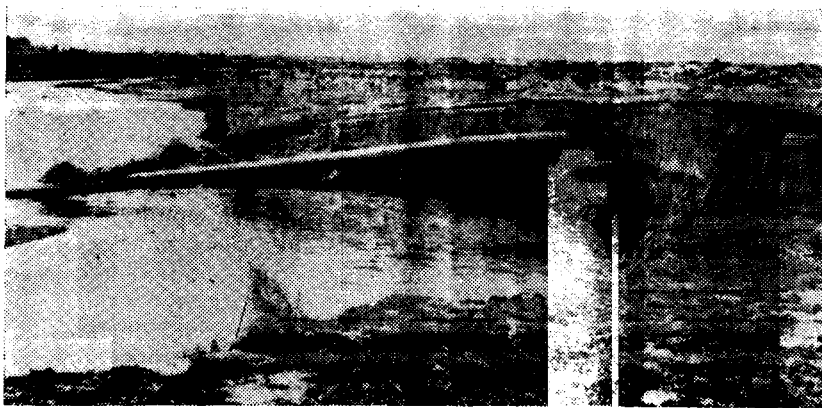


Рис. 6.1. Размытый участок подводного трубопровода

подводных трубопроводов, колебания размытых участков под воздействием потока и т. п. (рис. 6.1).

Коррозия труб приводит к образованию различных выемок, каверн, свищей в стенке трубы, уменьшению ее толщины. Некоторые виды коррозионных повреждений приведены на рис. 6.2. Сплошная равномерная коррозия охватывает значительные участки труб (рис. 6.2, а); сплошная неравномерная коррозия за одно и то же время разъедает стенку труб в различных точках на разную глубину (рис. 6.2, б). При местной коррозии происходит разрушение металла на локальных участках в форме язв (рис. 6.2, в), точечных разъемов (рис. 6.2, г), сквозных прожвиганий (рис. 6.2, д). Наконец, для трубопроводов, работающих в среде сероводородного газа, характерно образование в металле микротрещин, металл насыщается атомарным водородом, что резко снижает его пластические свойства. «Охрупчивание» металла с одновременным образованием микротрещин быстро приводит к разрушению труб. Особенно активно эти процессы происходят в зоне сварных швов, где нарушения кристаллической решетки металла значительны, а следовательно,

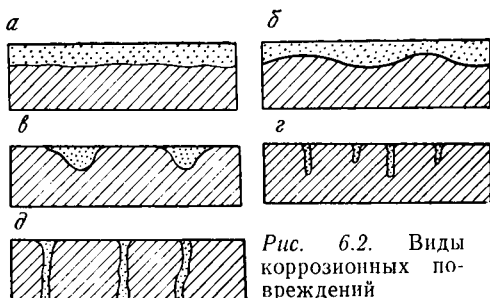


Рис. 6.2. Виды коррозионных повреждений

Таблица 6.1. Классификация разрушений

Номер группы	Вид разрушения	Протяженность	Определяющий фактор	Объект проявления
1	Разрыв трубы по всему периметру	В пределах $(1 \div 2) D_H$	Продольные растягивающие напряжения в стенке	Газопроводы; трубопроводы для жидкости
2	Разрыв трубы по части периметра	В пределах $(1 \div 2) D_H$	Продольные растягивающие напряжения от изгибающего момента	То же
3	Разрыв по образующей труб	До $20 D_H$	Кольцевые напряжения	» »
4	Волнообразный разрыв	До нескольких километров	Кольцевые напряжения, создаваемые внутренним давлением газа	Газопроводы
5	Разрыв по спирали	До $20 D_H$	Кольцевые и продольные напряжения	Газопроводы; трубопроводы для жидкости
6	Очаговые разрушения	До D_H	Внутреннее давление	Любые трубопроводы
7	Местная потеря устойчивости	До $5 D_H$	Продольное сжимающее усилие в стенке труб; изгибающий момент	То же

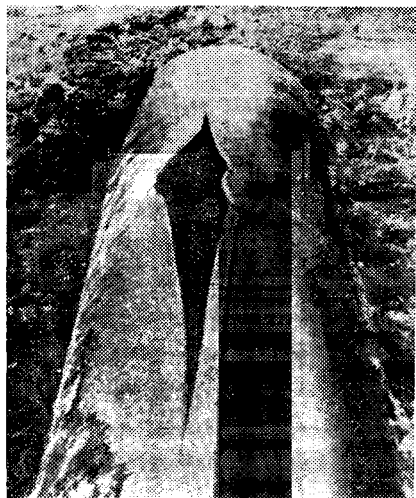


Рис. 6.3. Разрушение трубы у «заплаты»

для жидких продуктов (нефть, нефтепродукты, вода и т. п.) распространяются на участке протяженностью от нескольких десятков сантиметров до нескольких десятков метров. Разрушения протяженностью в десятки метров происходят довольно редко. Разрушения газопроводов обычно имеют большую протяженность, иногда несколько километров. Анализ большого числа разрушений позволил классифицировать их по видам и протяженности (табл. 6.1).

Некоторые виды разрушений показаны на рис. 6.3—6.8. На рис. 6.3 изображен разрыв вдоль образующей трубы нефтепровода диаметром 1220 мм. Ясно видно, что причиной разрушения явилась овальная «усиливающая» накладка в месте контакта продольного (заводского) и поперечного сварных швов. На рис. 6.4 изображено разрушение трубы нефтепровода рядом с поперечным швом, на рис. 6.5 — местная потеря устойчивости из-за чрезмерного изгиба трубопровода при укладке в траншею; на рис. 6.6 — последствия разрушения газопровода при его испытании в горных условиях.

МЕТОДЫ РАСЧЕТА ТРУБОПРОВОДА НА ПРОЧНОСТЬ

Проблема прочности магистрального трубопровода включает ряд задач, связанных с физико-механическими характеристиками металла труб, сопротивляемостью их внутренним и внешним усилиям, влиянием концентраторов напряжений на несущую способность конструкции в целом, особенностями зарождения очагов разрушения и их распространением во времени и

и больше имеется возможностей для насыщения металла водородом и снижения его пластических свойств. Нарушение правильного режима эксплуатации заключается в превышении рабочего давления, несвоевременном обследовании трубопроводов и выявлении опасных участков (выпучины, размывы труб в руслах рек, интенсивная коррозия и т. п.).

Виды разрушений трубопровода

Разрушения трубопроводов для жидких и газообразных продуктов имеют существенные различия. Как правило, разрушения трубопроводов

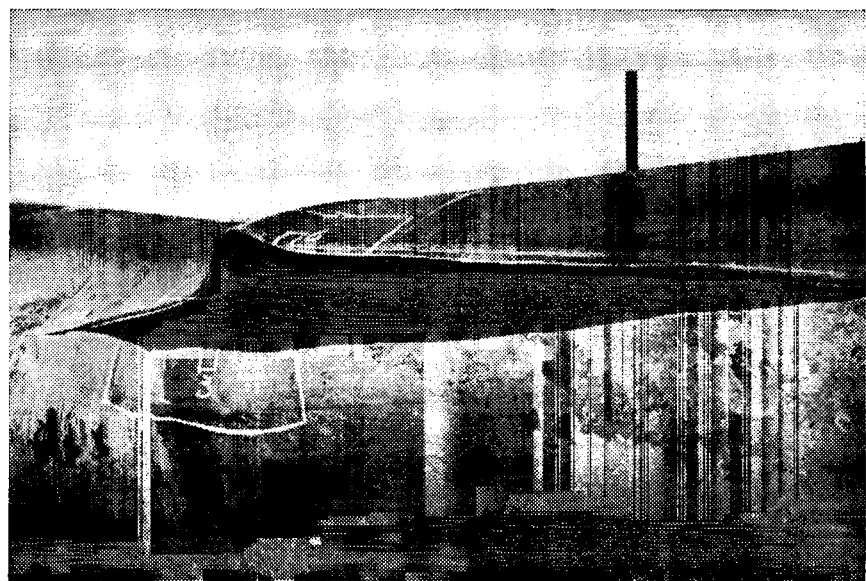


Рис. 6.4. Разрушение трубы вдоль продольного шва у поперечного стыка

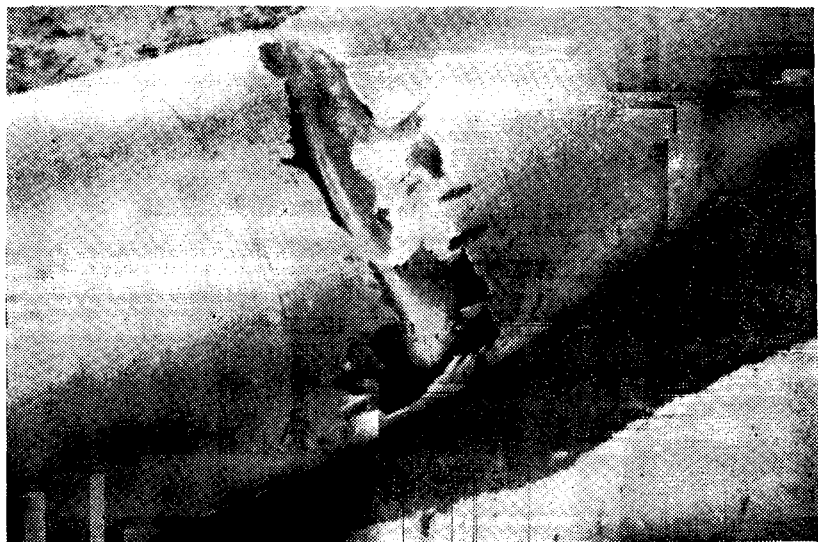


Рис. 6.5. Излом трубы при укладке

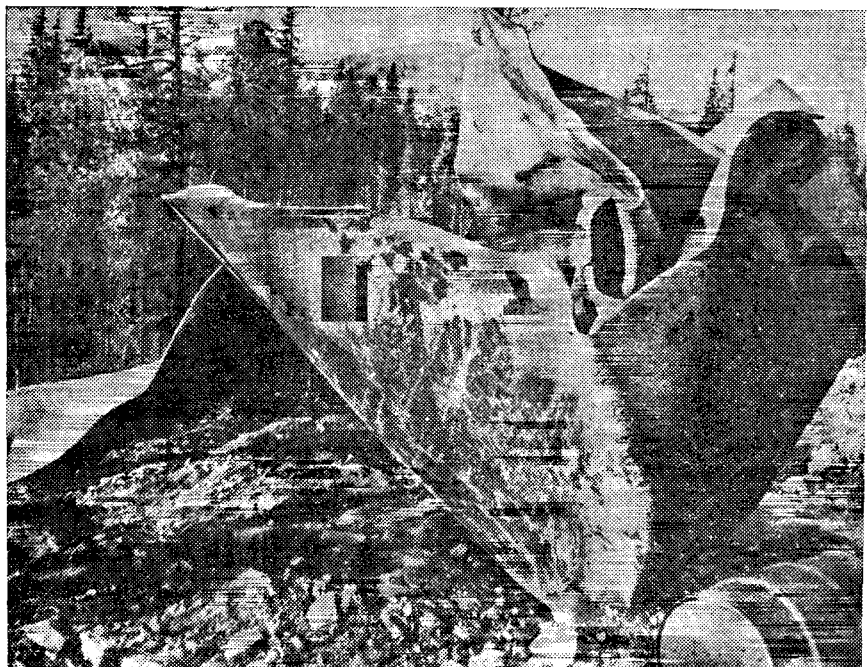


Рис. 6.6. Последствия разрыва газопровода при испытании его в горных условиях

пространстве. Все эти задачи объединяются в так называемом проектировочном расчете на прочность, и решение выдается в форме конструкций трубопровода и его элементов, положения в пространстве вдоль всей трассы, которое должен занимать трубопровод, требований к физико-механическим свойствам используемых материалов.

Основная цель проектировочного расчета — обеспечение неразрушимости трубопровода в период расчетного времени его эксплуатации. В основе многих методов расчетов прочности лежит представление об определенности всех величин, используемых в проектировочном расчете. Примером такой определенности может служить известная зависимость для напряжений в изгибаемом элементе $\sigma_{из} = M/W$ или кольцевых напряжений в стенке трубы $\sigma_{кц} = pD_{вн}/(2\delta)$, где M — изгибающий момент; W — момент сопротивления; p — внутреннее давление; $D_{вн}$ — внутренний диаметр труб, δ — толщина их стенки. Принимая M , W , p , $D_{вн}$, δ определенными, получаем определенные же значения $\sigma_{из}$ и $\sigma_{кц}$. Сравнивая их со столь же определенными значениями прочности материала труб, можно однозначно установить условие прочности трубопровода или другой конструкции в виде $[\sigma] \geq \sigma_{из}$ или $[\sigma] \geq \sigma_{кц}$ и т. д. Однако это не означает, что мы получили решение, гарантирующее неразруши-

мость конструкции. Трубопровод при таком подходе к прочности может разрушиться еще во время предпусковых испытаний. Это объясняется тем, что и нагрузки, и физико-механические характеристики материалов, и все другие параметры, используемые в проектировочном расчете, являются случайными величинами.

На статистическую природу коэффициента запаса прочности еще в 1929 г. обратил внимание Н. Ф. Хоциалов, который рассчитал запас прочности плотины СвирьГЭС, приняв нагрузку на плотину детерминированной, а прочность бетона — подчиняющейся нормальному распределению. Такой подход не был принят современниками, и только в пятидесятые годы элементы статистического подхода к проблеме прочности в форме условных групп коэффициентов были положены в основу норм проектирования в СССР. Для трубопроводного строительства были разработаны строительные нормы и правила СНиП сначала в 1962 г. (СНиП II-Д.10—62), а затем в 1975 г. (СНиП II-45—75). В 1985 г. СНиП переработаны и опубликованы как СНиП 2.05.06—85.

В основу этих норм в СССР положена методика так называемых предельных состояний, а в зарубежных странах — методика, основанная на «допускаемых напряжениях». В СССР и за рубежом толщину стенки труб определяют по безмоментной теории расчета, как для оболочки, работающей на внутреннее давление. При этом в основу расчета на прочность в большинстве зарубежных стран положена теория наибольшего нормального напряжения; эта же теория использовалась и в СНиП II-Д.10—62. В нормах СНиП II-45—75 и СНиП 2.05.06—85 используется теория наибольших нормальных напряжений при продольных напряжениях $\sigma_{пр} \geq 0$, и энергетическая теория прочности при $\sigma_{пр} < 0$, что позволяет учесть двухосность напряженного состояния.

В США, Канаде, ФРГ, Великобритании в качестве расчетной характеристики прочности материала труб используется условный предел текучести, во Франции — предел текучести и предел прочности. В последнем случае принимается большая толщина стенки.

Для анализа преимуществ и недостатков методов проектировочных расчетов прочности приведем выдержки из норм расчета, принятых в нашей стране и за рубежом. В СНиП II-Д.10—62 толщину стенки труб δ магистральных газо- и нефтепроводов определяли по формулам

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1 + np)}; \quad \delta = \frac{npD_n}{2(0,9R_2^H + np)}. \quad (6.1)$$

Принималось полученное большее значение. Рабочие кольцевые напряжения определяли соответственно по следующим зависимостям:

$$np(D_n - 2\delta)/(2\delta) \leq R_1; \quad (6.2)$$

$$np(D_n - 2\delta)/(2\delta) \leq 0,9R_2^H, \quad (6.3)$$

где n — коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводе; p — рабочее нормативное давление; D_n — наружный диаметр труб; R_1 — расчетное сопротивление металла трубы, $R_1 = R_1^H k_1 m_1 m_2$; R_1^H — нормативное сопротивление, равное минимальному значению предела прочности, принимаемое по техническим условиям на трубы; k_1 — коэффициент однородности при разрыве стали; m_1 — коэффициент условий работы материала при разрыве трубы; m_2 — коэффициент условий работы трубопровода; R_2^H — нормативное сопротивление, равное минимальному значению предела текучести, установленному стандартом или техническими условиями на трубы. Для оценки прочности использовалась теория наибольшего нормального напряжения, которым в данном случае являлось кольцевое напряжение.

Метод расчета трубопровода по пределу прочности отражает формула (6.1), а метод расчета по пределу текучести — формула (6.3). На рис. 6.7 показаны уровни рабочих кольцевых напряжений в стенке трубы для различных категорий участков трубопроводов и различных сталей, рассчитанные по формуле (6.2) — сплошная линия и по формуле (6.3) — пунктирная линия. С января 1986 г. в действие введены новые нормы расчета трубопроводов — СНиП 2.05.06—85, незначительно отличающиеся от норм СНиП II-45—75. Они должны соблюдаться при проектировании новых магистральных трубопроводов диаметром до 1400 мм, работающих под давлением до 10 МПа. Номинальная толщина стенки трубопровода определяется по формуле (6.1). Однако расчетное сопротивление R_1 определяется по зависимости $R_1 = R_1^H m / (K_1 K_n)$, где R_1^H принимается равным минимальному значению временного сопротивления σ_{br} по государственным стандартам и техническим условиям на трубы; m — коэффициент условий работы трубопровода; K_1 — коэффициент надежности по материалу; K_n — коэффициент надежности по назначению трубопровода.

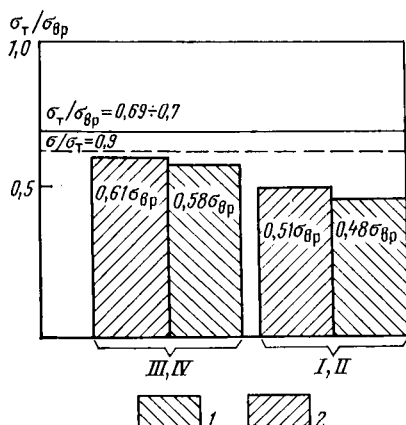


Рис. 6.7. Диаграмма кольцевых напряжений:

I—IV — категории участков трубопроводов; 1 — сталь низколегированная ненормализованная в сварных трубах и углеродистая в бесшовных трубах; 2 — сталь низколегированная нормализованная

При наличии продольных

осевых сжимающих напряжений номинальную толщину стенки трубы определяют по формуле

$$\delta = \frac{npD_n}{2(\psi_1 R_1 + np)}, \quad (6.4)$$

в которой ψ_1 — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб,

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75(\sigma_{пр N}/R_1)^2} - 0,5\sigma_{пр N}/R_1; \quad (6.5)$$

$\sigma_{пр N}$ — абсолютное значение продольных осевых сжимающих напряжений от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластичной работы металла труб. Такой учет сжимающих напряжений приводит к увеличению толщины стенки трубы. При этом отмечается, что увеличение толщины стенки трубы должно быть обосновано, кроме того, технико-экономическим расчетом. Минимальная толщина стенки труб магистральных трубопроводов, как и ранее, должна быть не менее 4 мм для труб с диаметром свыше 200 мм и не менее 1/140 наружного диаметра труб.

Проверка на прочность подземных трубопроводов производится по условию $\sigma_{пр N} \leq \psi_2 R_1$, где ψ_2 — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла, труб, который при $\sigma_{пр N} \geq 0$ равен единице, а при $\sigma_{пр N} < 0$ определяется по формуле

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75(\sigma_{кц}/R_1)^2} - 0,5\sigma_{кц}/R_1.$$

Продольные напряжения для прямолинейных участков трубопроводов от воздействия температуры и внутреннего давления при отсутствии других расчетных нагрузок по СНиП 2.05.06—85 предлагается определять по формуле

$$\sigma_{пр N} = -\alpha_t E \Delta t + \mu np D_{вн}/(2\delta_n), \quad (6.6)$$

где α_t — коэффициент линейного расширения металла трубы; E — модуль упругости материала трубы; Δt — расчетный перепад температур, принимаемый положительным при нагревании; μ — коэффициент Пуассона.

Деформации подземных трубопроводов проверяются по условиям

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9K_H} R_2^H; \quad \sigma_{пр}^H \leq \frac{m}{0,9K_H} \psi_3 R_2^H,$$

где $\sigma_{кц}^H$ — кольцевые напряжения от рабочего давления, $\sigma_{кц}^H = p D_{вн}/(2\delta_n)$; m — коэффициент, принимаемый согласно требованиям СНиП 2.05.06—85; $\sigma_{пр}^H$ — максимальные суммарные продольные напряжения, определяемые от всех (с учетом их сочетания) нормативных нагрузок и воздействий. От внутренних

давлений, температурного перепада и упругого изгиба они определяются по формуле

$$\sigma_{\text{пр}}^H = 0,15pD_{\text{вн}}/\delta - \alpha_t E \Delta t \pm ED_{\text{н}}/(2\rho);$$

ρ — минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода; ψ_3 — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при $\sigma_{\text{пр}}^H \geq 0$ $\psi_3 = 1$; при $\sigma_{\text{пр}}^H < 0$

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^H}{\frac{m}{0,9K_H} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}^H}{\frac{m}{0,9K_H} R_2^H}.$$

Продольные, определяемые по СНиП 2.05.06—85, напряжения являются функцией толщины стенки, и, следовательно, пока не определена толщина стенки трубы, нельзя получить коэффициент ψ_1 , который входит в формулу для определения толщины стенки трубы (6.4). Поэтому при расчете толщины стенки трубы необходимо применять итерационный процесс, при котором в первом приближении толщина стенки трубы определяется при $\psi_1 = 1$. Далее находят продольные напряжения $\sigma_{\text{пр}N}$ по формуле (6.6). Если $\sigma_{\text{пр}N}$ оказываются больше или равны нулю, то за номинальную толщину стенки трубы принимается толщина, полученная в первом приближении. При $\sigma_{\text{пр}N} < 0$ находят второе приближение ψ_1 по формуле (6.5). Подставив его в формулу (6.4), получают второе приближение для толщины стенки, по которому определяют второе значение продольных усилий, и т. д. Вычисления прекращают, когда предыдущее значение δ от вновь вычисленного будет отличаться очень незначительно. Отметим, что этот итерационный процесс используется для решения обыкновенного квадратного уравнения $\sigma_{\text{кц}}^2 + \sigma_{\text{пр}N} \sigma_{\text{кц}} - \sigma_{\text{кц}} \sigma_{\text{пр}N} = R_1^2$, в котором продольные напряжения $\sigma_{\text{пр}N}$ определяются по формуле (6.6).

Решение такого уравнения имеет следующий вид:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{-(1 - 2\mu) E \alpha_t \Delta t + \sqrt{4(1 - \mu + \mu^2) R_1 - 3(E \alpha_t \Delta t)^2}}{2(1 - \mu + \mu^2)}. \quad (6.7)$$

Номинальную толщину стенки труб можно определить теперь по зависимости (6.4), подставив в нее вместо $\psi_1 R_1$ кольцевые напряжения из (6.7).

Расчетное сопротивление R_1 , определяемое по формуле (6.4) согласно требованиям СНиП II-45—75 и СНиП 2.05.06—85, всегда меньше предела текучести материала, и, следовательно, работа материала трубопровода происходит в упругой области. Поэтому применение коэффициента Пуассона $\mu = 0,5$ в формуле (6.6) для определения продольных напряжений необоснованно. Как следует из формулы (6.6), применение $\mu = 0,5$ идет не в запас прочности, а наоборот — уменьшает расчетные сжимающие усилия.

В табл. 6.2 приведены результаты расчетов толщин стенок труб по СНиП II-Д10—62 и СНиП 2.05.06—85 при наличии температурного перепада. Расчет по СНиП 2.05.06—85 выполнялся описанным итерационным методом, поэтому в таблице указано число выполненных итераций. Проанализируем данные табл. 6.2. Расчет по $\sigma_{вр}$ на основе методики СНиП II-Д10—62 существенно увеличил толщину стенки труб по сравнению с толщиной, полученной при расчете по σ_t . Для трубы $D_n=1220$ мм из стали 17Г1С по СНиП II-Д 10—62 толщина стенки для III и IV категорий участков равна 16,2 мм, по СНиП 2.05.06—85 для тех же категорий участков она может изменяться от 15,4 до 20,3 мм в зависимости от температурного перепада.

Таким образом, можно сказать, что рассчитанные по СНиП 2.05.06—85 толщины стенок труб несущественно отличаются от толщин стенок, рассчитанных по СНиП II-Д 10—62 и СНиП II-45—75 при условии, что в трубе действуют сжимающие продольные напряжения. Попытка учесть температурные усилия приводит к резкому увеличению толщины стенки. Особенно это наглядно видно для трубы $D_n=1420$ мм, где для участков I и II категорий при $\Delta t=100^\circ\text{C}$ толщина стенки должна быть увеличена в три раза по сравнению с толщиной стенки трубы по СНиП II-Д 10—62. Это происходит за счет введения коэффициентов m , K_1 , K_n , которые уменьшают рабочее напряжение почти в два раза по сравнению с пределом прочности.

На рис. 6.8 изображены уровни рабочих кольцевых напряжений для различных категорий участков трубопроводов в зависимости от коэффициента надежности по материалу K_1 . В этом случае толщина стенки определялась без учета продольных усилий. При сравнении этой диаграммы рабочих напряжений с диаграммой, приведенной на рис. 6.7 (заштрихованные столбцы соответствуют аналогичным сталям), видно, что без учета продольных усилий расчет по новой методике дает снижение толщины стенки трубопровода на 5—6 %.

В зарубежных странах, проектирующих и строящих трубопроводы, расчет проводится по допустимым напряжениям, регламентируемым соответствующими нормами. В основу расчета положена одна и та же теория прочности — теория наибольшего нормального напряжения. За наибольшие нормальные напряжения принимаются кольцевые напряжения, определяемые по «котельной формуле». Кольцевые напряжения сравниваются с допустимыми, которые определяются на основе минимального предела текучести или минимального предела прочности.

Для определения допустимых напряжений вводятся системы коэффициентов, учитывающие такие факторы, как характер местности, по которой проходит трубопровод, технологию строительства, свойства сварных соединений, температуру и корро-

табл. 6.2. Расчетные толщины стенки труб, мм

а стали	Пределы прочности $\sigma_{вр} \cdot 10^4$ и текучести $\sigma_T \cdot 10^4$, Н/см ²	Диаметр труб, мм	СНиП II-Д 10-62			СНиП 2.05							
			По $\sigma_{вр}$		По σ_T	$\Delta t = 0 - 50^\circ \text{C}$				$\Delta t = 75^\circ$			
			Категории участков			Категории у							
			I, II		III, IV	I-IV	I, II		III, IV		I, II		
			δ	И			δ	И	δ	И			
1С	$\sigma_{вр} = 5,2$	1220	19,3	16,2	15,9	18,4	1	15,4	1	21,7	9	1	
	$\sigma_T = 3,6$	1420	22,5	18,8	18,5	22,4	1	18,8	1	27,5	9	2	
2СФ	$\sigma_{вр} = 5,5$	1220	18,2	15,4	15,0	17,4	1	14,6	1	19,7	7	1	
	$\sigma_T = 3,8$	1420	21,2	17,9	17,5	21,3	1	17,8	1	24,8	7	1	
2САФ	$\sigma_{вр} = 6,0$	1220	16,8	14,1	13,6	16,0	1	13,4	1	17,8	7	1	
	$\sigma_T = 4,2$	1420	19,5	16,4	15,8	19,5	1	16,3	1	21,5	7	1	

Примечание. В таблице принято: σ — толщина стенки трубы; И — число итераций; рабочее давление $p = 1,15$; коэффициент $K_1 = 1,34$.

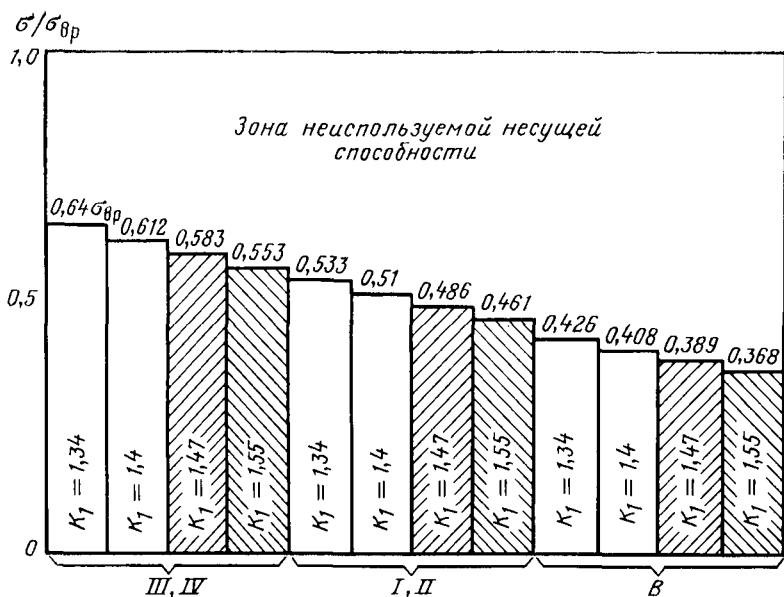


Рис. 6.8. Диаграмма кольцевых напряжений по СНиП 2.05.06—85

зю. В США расчет на прочность магистральных нефте- и газопроводов проводится согласно нормам ANSI B31.4—71 (нефтепроводы) и ANSI B31.8—73 (газопроводы). Номинальная толщина стенки стального трубопровода δ для расчетного давления определяется на основе предела текучести по формуле

$$\delta = \frac{pD_n}{2\sigma_T FeT}, \quad (6.8)$$

где p — расчетное давление; σ_T — минимальный предел текучести по техническим условиям, оговоренный в спецификации на трубы; F — расчетный коэффициент запаса, зависящий от типа строительства; e — коэффициент прочности продольного соединения (коэффициент сварки); T — коэффициент температурных изменений.

Формула (6.8) принимается для расчета нефте- и газопроводов, однако коэффициент запаса для нефтепроводов ниже, чем для газопроводов. Так, для одного и того же типа строительства линейной части для нефтепроводов $F=0,85$, а для газопроводов $F=0,72$.

В нормах США предусматриваются четыре класса местности, которые определяются в общих чертах как географическая территория, имеющая определенные характеристики, и служат основой для рекомендации типов строительства и методов испытаний. При установлении расчетного коэффициента F при-

нимаются соответствующие допуски на толщину стенки. Значения F в зависимости от типа строительства следующие:

Тип строительства	A	B	C	D
Расчетный коэффициент F	0,72	0,6	0,5	0,4

В формулу для определения толщины стенки трубы вводится коэффициент e . В зависимости от вида трубы он имеет следующие значения:

Бесшовные	1
Сваренные дуговой сваркой под флюсом	1
Сваренные электросваркой плавлением	0,8—1
Сваренные электрической контактной сваркой	1
Сваренные встык печной сваркой	0,6
Спиральношовные	0,8

Влияние температуры транспортируемой среды учитывается коэффициентом температурных изменений T :

Температура °C	120	150	180	200	230
Коэффициент T	1	0,967	0,933	0,9	0,867

Расчетное давление p зависит от испытательного давления; оно не должно превышать 85 % максимального испытательного давления, которое создает в трубе напряжение на уровне минимального предела текучести. При транспортировке продуктов, обладающих повышенными коррозионными свойствами, и при прокладке трубопровода в коррозионных грунтах предусматриваются допуски: на внутреннюю коррозию — 1,9 мм, на наружную коррозию — 1,27 мм. Особое внимание в нормах США уделено контролю при строительстве трубопроводов. Должна производиться обязательная проверка поверхности трубы — выявление вмятин, рисок, царапин, выбоин, дефектов сварных швов, прожоги и их устранение перед началом изоляционных работ, а в процессе укладки трубопровода в траншею проверяется поверхность изолированной трубы. Перечисленные дефекты устраняются шлифовкой при условии, что толщина стенки уменьшается не более чем до 90 % номинальной толщины ее. Вставки (заплаты) в месте повреждения запрещаются, поэтому при серьезном дефекте удаляется отрезок трубы в виде цилиндра или целиком труба.

Таким образом, анализ норм США позволяет сделать следующие выводы:

расчет трубопроводов на прочность производится на основе минимального предела текучести:

толщина стенки трубы определяется без учета продольных напряжений;

требования, предъявляемые к надежности газопроводов, выше предъявляемых к надежности нефтепроводов;

испытание трубопроводов производится на уровне предела текучести;

максимально допустимое рабочее давление после испытания зависит от испытательного давления.

В Канаде расчет на прочность магистральных трубопроводов производится согласно нормам CSA Standard Z 184—1973, которые составлены на основе американских норм, и поэтому номинальная толщина стенки трубы для газопроводов определяется по формуле (6.8).

В нормах Великобритании (BS CP 2010: part 2: 1970) толщина стенки стальной трубы определяется также на основе минимального предела текучести по формуле

$$\delta = (pD_n)/(2ae\sigma_T) + C_1 + C_2,$$

где a — конструктивный коэффициент, $a=0,72$ для открытых мест и $a \leq 0,6$ для населенных пунктов; C_1 и C_2 — добавки соответственно на отрицательный заводской допуск при изготовлении труб и на коррозию.

В нормах Великобритании есть указание о том, что внутреннее давление не является единственным критерием при определении толщины стенки трубы. Проектировщик должен учитывать и такие факторы, как повреждения при строительстве трубопровода, способность выдержать нагрузки в грунте и возникающие деформации, когда отсутствует внутреннее давление.

Коэффициент прочности продольного сварного шва e в зависимости от вида трубы имеет следующие значения:

Бесшовные	1
Сваренные дуговой сваркой под флюсом	1
Сваренные электросваркой плавлением	0,9—1
Сварная зона (при индукционной сварке) нормализована	1
Сварная зона (при индукционной сварке) не нормализована	0,85
Сваренные встык печной сваркой	0,85

Расчет магистральных трубопроводов на прочность в ФРГ производится по допускаемым напряжениям на внутреннее давление. Сначала определяют теоретическую толщину стенки труб по формуле $\delta_0 = pD_n/(2V\sigma_T/S + p)$, где V — коэффициент прочности сварного шва; S — коэффициент запаса.

Исполнительная толщина стенки трубы δ вычисляется с учетом добавлений на отрицательный допуск при обработке и на коррозию по формуле $\delta = \delta_0 + C_1 + C_2$.

Добавка с целью компенсации допустимого отрицательного допуска C_1 согласно техническим условиям поставки в зависимости от толщины, ширины прокатываемого листа и метода прокатки колеблется в интервале 0,08—0,7 мм; добавка на коррозию и износ C_2 принимается равной 1 мм; если опасности коррозии и износа не предвидится, то $C_2=0$.

Коэффициент прочности продольного сварного шва V назначается в зависимости от вида сварки:

Односторонняя сварка	0,7
Двухсторонняя сварка	0,8
Двухсторонняя сварка и термообработка	0,9

Учитываемый при расчете толщины стенки коэффициент S дифференцируется по районам местности, по которым проходят трассы трубопроводов, следующим образом:

Район	S
Первый	1,6
Второй	1,7
Третий	1,87
Четвертый	1,87

Особое внимание уделяется выявлению дефектов, а также качеству металла и стабильности его механических свойств.

Во Франции номинальная толщина стенки трубы магистральных трубопроводов определяется по формулам

$$\delta = pD_n / (2K_t \sigma_t + p); \quad \delta = pD_n / (2K_r \sigma_r + p).$$

Принимается бóльшая из полученных величин. Здесь K_t и K_r — коэффициенты запаса соответственно по пределу текучести и пределу прочности; σ_t и σ_r — минимальные пределы соответственно текучести и прочности на разрыв стали трубопровода.

Коэффициенты запаса выбираются в зависимости от условий местности прохождения трассы, а также от плотности населения в зонах, пересекаемых трубопроводом. Предусматривается разделение территории на три зоны.

В табл. 6.3 приведены значения коэффициентов K_t и K_r для трубопроводов, транспортирующих газы и жидкости при температуре эксплуатации, не превышающей 120 °С.

В качестве примера нами определены толщины стенок трубопроводов диаметром 1220 и 1420 мм из стали 17Г1С для рабочего давления $p=7,5$ МПа по различным зарубежным и отечественным нормам. Механические свойства стали 17Г1С: $\sigma_{вр} = 52 \cdot 10^3$ Н/см², $\sigma_{т} = 36 \cdot 10^3$ Н/см². Так как нормы установлены для соответствующих материалов и соответствующей технологии изготовления труб и монтажа трубопровода, принятых в данной стране, толщины стенок имеют некоторый разброс значений. Кроме того, из приведенных в табл. 6.4 результатов видно, что при проектировании трубопроводов прочностные свойства металла труб не используются достаточно полно всеми нормами. Если бы расчетная несущая способность трубопровода

Таблица 6.3. Коэффициенты запаса

Зоны	Для газов		Для жидкости	
	K_t	K_r	K_t	K_r
I	0,6	0,36	0,675	0,47
II	0,72	0,55	0,75	0,59
III	0,9	—	0,82	0,65

Таблица 6.4. Толщина стенки трубы δ (в мм) для различных диаметров D_H и категорий (типов) участков строительства трубопроводов

Категории (типы) участков	По данным СССР					По зарубежным данным				
	СНиП II-Д. 10—62		СНиП 2.05.06—85 для Δt , °C			США, Канада	Великобритания	ФРГ	Франция	
	по $\sigma_{вр}$	по σ_t	50	75	100				для жидкости	для газа
$D_H = 1220 \text{ мм}$										
I (D)	19,3	15,85	18,4	21,67	37,07	34,95	23,3	26,35	20,4	26,33
II (C)	19,3	15,85	18,4	21,67	37,07	27,95	23,3	24,1	18,35	19,1
III (B)	16,15	15,85	15,42	16,2	20,29	23,3	19,4	22,72	16,83	13,8
IV (A)	16,15	15,85	15,42	16,2	20,29	19,4	19,4	22,72	16,83	13,8
$D_H = 1440 \text{ мм}$										
I (D)	22,45	18,45	22,41	27,53	60,19	40,7	27,1	31,7	23,75	30,85
II (C)	22,45	18,45	22,41	27,53	60,19	32,53	27,1	27,9	21,33	22,25
III (B)	18,8	18,45	18,78	20,196	26,435	27,1	22,6	26,35	19,6	16,06
IV (A)	18,8	18,45	18,78	20,196	26,435	22,6	22,6	26,35	19,6	16,06

более полно охватывала зону неиспользованной несущей способности труб, то разброс данных для одной и той же стали был бы значительно меньше. Это обстоятельство говорит о том, что ни одни нормы проектировочного расчета на прочность не дают возможности гарантировать неразрушимость трубопровода, а также установить фактический запас несущей способности при заданном рабочем давлении.

Если бы все трубы, соединенные в непрерывный трубопровод сварными стыками, имели абсолютно одинаковые характеристики прочности, конструктивные размеры и т. п., то проблема обеспечения прочности трубопроводов была бы достаточно простой задачей. В действительности же характеристики несущей способности материала труб, их соединений, внешние нагрузки, внутренние усилия в стенке труб, т. е. любой из факторов, так или иначе влияющий на несущую способность трубопровода, являются величинами, имеющими случайный характер. В качестве примера назовем три весьма характерные величины: внутреннее давление в трубопроводе, прочностные характеристики металла и конструктивные размеры труб. Именно эти величины входят в общеизвестную «котельную формулу» для определения толщины стенки трубы. Внутреннее давление изменяется по длине трубопровода и во времени. Причем установить закон изменения этой величины можно только проведя необходимые статистические исследования; то же можно сказать и о прочностных характеристиках металла (предел текучести σ_t и предел прочности $\sigma_{вр}$). Известно, что конструктивные размеры труб не являются стабильными, а колеблются в довольно

широких пределах. Покажем влияние случайных отклонений расчетных характеристик на вероятность разрушения трубопровода. Принимаем функцию неразрушимости трубопровода в виде $\eta = S - N$, где S — несущая способность труб; N — действующее усилие в трубопроводе. Допустим, что он сохраняет работоспособность при $\eta > 0$. Если принять в качестве нагрузки внутреннее давление, то $\eta = p_{\text{пр}} - p_{\text{раб}}$, где $p_{\text{пр}}$ — наибольшее давление, которое трубопровод может выдержать к моменту разрушения; $p_{\text{раб}}$ — рабочее давление в трубопроводе.

Расчетное разрушающее давление может быть различным в зависимости от принимаемой гипотезы прочности. Если разрушение пластичное, то $p_{\text{пр}} = 2\sigma_t \delta / D_{\text{вн}}$, а при хрупком разрушении

$$p_{\text{пр}} = 2\sigma_{\text{вр}} \delta / D_{\text{вн}}, \quad (6.9)$$

где σ_t — условный предел текучести; $\sigma_{\text{вр}}$ — условный предел прочности труб.

ВЕРОЯТНОСТНЫЙ АНАЛИЗ ПРЕДЕЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА

Как было отмечено, в случае радиального напряженного состояния $p_{\text{пр}}$ следует определять по формуле (6.9). Тогда функция неразрушимости принимает вид

$$\eta = \frac{2\sigma_{\text{вр}}\delta}{D_{\text{вн}}} - p_{\text{раб}}. \quad (6.10)$$

Расчетные параметры, входящие в (6.10), — случайные величины, которые можно охарактеризовать функциями распределения, полученными статистическим путем или на основании теоретических соображений. Функция η нелинейно зависит от перечисленных параметров. Однако, так как отклонения величин $\sigma_{\text{вр}}$, $D_{\text{вн}}$, δ и $p_{\text{раб}}$ невелики по сравнению с их математическими ожиданиями, то функция η может быть заменена линейной зависимостью путем разложения в ряд Тейлора в окрестности математических ожиданий случайных величин. В результате η принимает вид

$$\begin{aligned} \eta = & \frac{2\bar{\sigma}_{\text{вр}}\bar{\delta}}{\bar{D}_{\text{вн}}} + \frac{2\bar{\delta}}{\bar{D}_{\text{вн}}} (\sigma_{\text{вр}} - \bar{\sigma}_{\text{вр}}) + \frac{2\bar{\sigma}_{\text{вр}}}{\bar{D}_{\text{вн}}} (\delta - \bar{\delta}) - \\ & - \frac{2\bar{\sigma}_{\text{вр}}\bar{\delta}}{\bar{D}_{\text{вн}}^2} (D_{\text{вн}} - \bar{D}_{\text{вн}}) - p_{\text{раб}}, \end{aligned} \quad (6.11)$$

где $\bar{\sigma}_{\text{вр}}$, $\bar{\delta}$, $\bar{D}_{\text{вн}}$ — математические ожидания соответствующих величин.

В формуле (6.11) η является линейной функцией определяющих параметров и ее можно представить как

$$\eta = \sum_{k=1}^n a_k X_k,$$

где a_k — постоянный коэффициент; X_k — случайная величина; n — число случайных параметров.

Все определяющие параметры $X_1, X_2, \dots, X_n$ подчиняются нормальному закону распределения, поэтому вероятность разрушения трубопровода найдем по формуле $p_{\text{разр}} = 1/2 - \Phi(\gamma)$, где

$$\Phi(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^x e^{-\frac{t^2}{2}} dt \quad (6.12)$$

— функция Лапласа; $\gamma = 1/\omega_\eta$ — характеристика безопасности, введенная А. Р. Ржаницыным, которая представляет число стандартов, укладываемых на отрезке $0 - \eta$ (рис. 6.9);

$$\omega_\eta = \xi_\eta / \bar{\eta} \quad (6.13)$$

— коэффициент изменчивости функции неразрушения;

$$\bar{\eta} = \sum_{k=1}^n a_k \bar{X}_k \quad (6.14)$$

— математическое ожидание функции неразрушения;

$$\xi_\eta = \sqrt{(\eta - \bar{\eta})^2} = \sqrt{\sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^n a_i a_k K_{X_i X_k}} \quad (6.15)$$

— среднее квадратическое отклонение функции η ;

$$K_{X_i X_k} = \overline{(X_i - \bar{X}_i)(X_k - \bar{X}_k)}. \quad (6.16)$$

Учитывая формулы (6.13) — (6.16), характеристику γ представим в виде

$$\gamma = \frac{\sum_{k=1}^n a_k X_k}{\sqrt{\sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^n a_i a_k K_{X_i X_k}}}. \quad (6.17)$$

Из величин, входящих в (6.11), корреляционная связь может существовать между толщиной стенки труб, пределом прочности материала и диаметром труб. Для исследования этого воп-

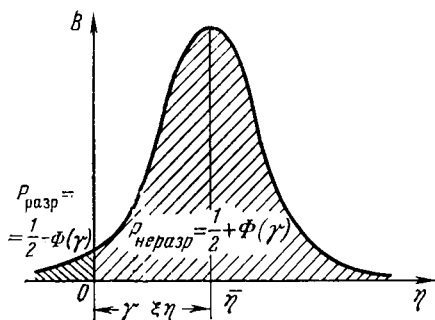


Рис. 6.9. График распределения функции неразрушимости η (B — плотность вероятности распределения функции η)

роса были проанализированы результаты испытаний образцов, вырезанных из труб. По данным распределения толщин стенок труб и пределов прочности образцов определены условные средние их значения и построены линии регрессии (рис. 6.10, жирные линии). Так как эти прямые взаимно перпендикулярны, то можно сказать, что $K\sigma_{вр}\delta = 0$. Распределение диаметров труб в основном зависит от параметров технологического процесса производства и не связано с распределением тол-

щин и свойств материала. Поэтому величины, входящие в (6.10), не коррелированы между собой.

Остановимся далее на распределении пределов прочности материала труб и на факторах, оказывающих на них влияние. Были обработаны данные лабораторных испытаний около 70 000 образцов, вырезанных из труб различных диаметров и толщин стенок δ . Материал труб — сталь 17Г1С, размеры образцов

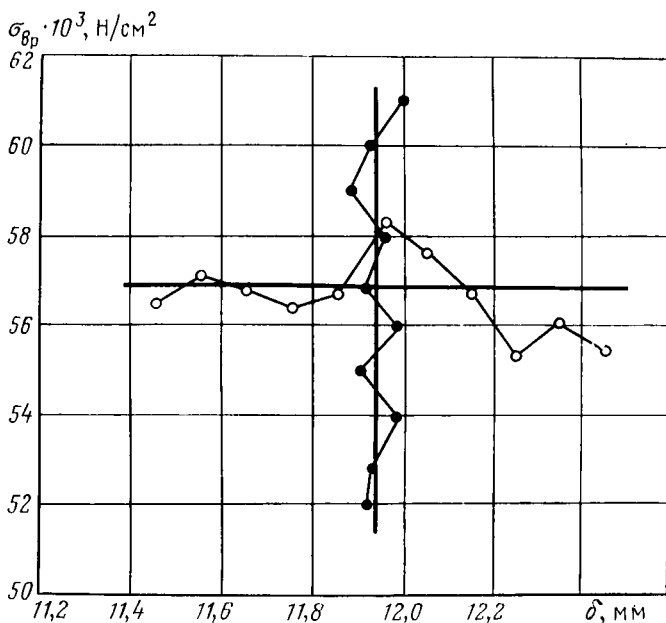


Рис. 6.10. Линии регрессии отклонений толщин стенки труб и предела прочности

300×30×8 мм. Из приведенных для примера на рис. 6.11 и 6.12 кривых распределения $\sigma_{вр}$ для труб диаметром 820 и 1220 мм видно, что, несмотря на малый объем образцов, совершенно очевидно отклонение кривых для больших толщин стенок влево, что свидетельствует о влиянии на предел прочности труб масштабного фактора. Выполненная математическая обработка позволяет утверждать, что предел прочности $\sigma_{вр}$ с увеличением объема образца уменьшается. Это дает основание сказать также, что и фактическая прочность трубы должна быть ниже прочности, определенной на образцах малого объема. Поскольку это установленный факт, то необходимо найти зависимость, оценивающую масштабный фактор, например, с помощью введения масштабного коэффициента. Выполненные вычисления масштабного коэффициента для труб диаметром 720, 820 и 1220 мм дают соответственно следующие значения ν : 0,84; 0,84 и 0,85, т. е. практически одинаковые значения.

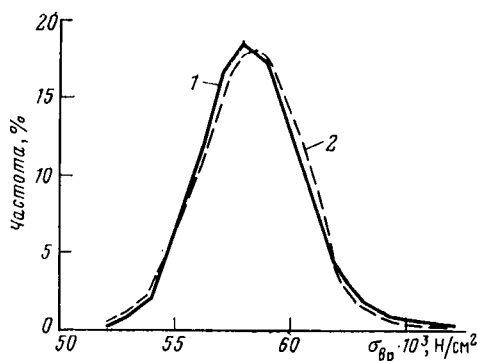


Рис. 6.11. Кривые распределения пределов прочности для труб диаметром 1200 мм: 1 — статистическая; 2 — теоретическая

Таблица 6.5. Значения коэффициента однородности

Диаметр и толщина стенки, мм	Число образцов в выборке n	Среднее значение $\frac{\sigma}{\sigma_{вр}} \times 10^4, \text{ Н/м}^2$	Среднее квадрати- ческое отклонение $S_{\sigma_{вр}}$	Коэффициент измен- чивости $\omega_{\sigma_{вр}}$	Доверительные интервалы				Коэффициент одно- родности $K_{одн}$
					для $\sigma_{вр}$		для $S_{\sigma_{вр}}$		
					$1-q=99\%$	$1-q=99,99\%$	$1-q=99\%$	$1-q=99,99\%$	
720×7,5	1307	5,872	3,015	0,015	0,215	0,324	0,152	0,229	0,7956
720×8	6001	5,823	2,470	0,042	0,082	0,124	0,058	0,088	0,8383
720×9	7233	5,807	2,427	0,042	0,074	0,111	0,052	0,079	0,8388
720×10	2059	5,817	2,589	0,045	0,147	0,222	0,104	0,157	0,8224
720×11	544	5,824	2,302	0,040	0,254	0,384	0,18	0,272	0,8326
820×8,5	1546	5,917	2,253	0,038	0,148	0,223	0,104	0,158	0,8486
820×9	3159	5,797	2,508	0,043	0,115	0,174	0,081	0,123	0,8322
820×10	5994	5,797	2,532	0,044	0,084	0,127	0,06	0,09	0,8306
820×11	1339	5,801	2,414	0,042	0,17	0,257	0,12	0,182	0,8318
1220×12	6652	5,882	2,236	0,038	0,071	0,107	0,05	0,075	0,8539
1220×14,5	3162	5,771	2,442	0,042	0,112	0,169	0,079	0,119	0,8361
1220×15,2	3927	5,772	2,435	0,042	0,1	0,151	0,071	0,107	0,8369

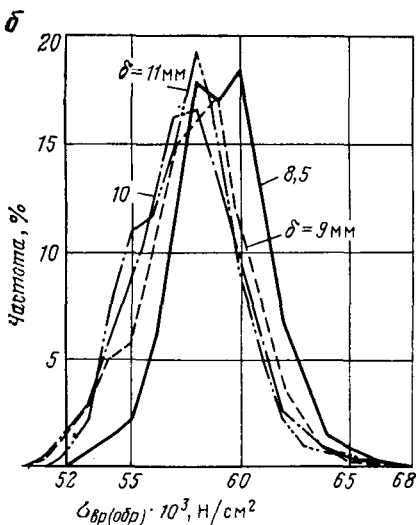
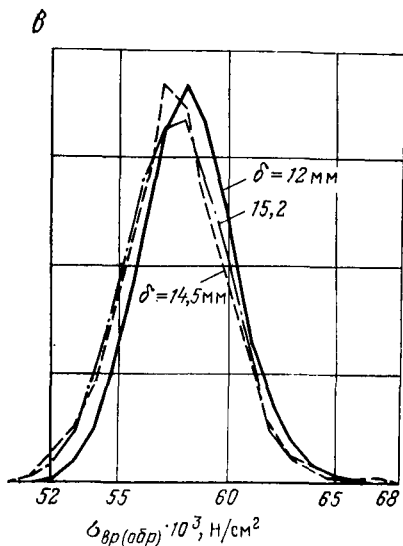
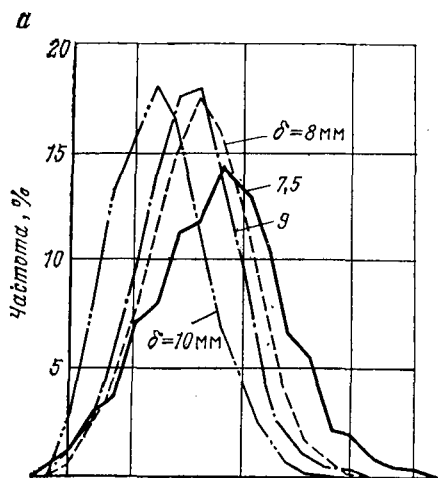


Рис. 6.12. Кривые распределения пределов прочности для труб диаметром 720 мм (а), 820 мм (б), 1200 мм (в)

Другим объективным качеством, определяющим разброс значений $\sigma_{впр}$, является неоднородность свойств материала, оцениваемого так называемым коэффициентом однородности. Рассмотрим статистическое обоснование этого коэффициента. Представим его в виде

$$k_{одн} = 1 - k_T^{\infty} \bar{\omega} \sigma_{впр} (\text{обр}), \quad (6.18)$$

где k_T^{∞} — односторонний толерантный предел для генеральной совокупности ($n = \infty$), определяющий, сколько средних квадратических отклонений необходимо отнять от математиче-

ского ожидания предела прочности трубы, чтобы вероятность разрушения составила $1 - P(T)$ [$P(T)$ — вероятность неразрушения]. Толерантный предел k_T^{∞} получают из зависимости $\Phi_0(k_T^{\infty}) = P(T) - 0,5$.

Вычисленные по зависимости (6.18) значения коэффициентов однородности при вероятности неразрушения 99,99 % и доверительной вероятности 99,99 % представлены в табл. 6.5.

На основании полученных соотношений можно сделать вы-

вод, что для обеспечения прочности труб с заданной вероятностью неразрушения напряжения в их стенке не должны превышать

$$\sigma = k_{\text{одн}} \sqrt{\sigma_{\text{вр}} (\text{обр})}. \quad (6.19)$$

Например, для трубы $1220 \times 14,5$ мм с вероятностью неразрушения $P(T) = 99,99\%$ предельные кольцевые напряжения не должны превышать значения $\sigma_{\text{пр}} = 0,8361 \cdot 0,85 \cdot 5,771 \cdot 10^4 = 4,1 \times 10^3$ Н/см². Это на 28 % меньше, чем среднее значение $\bar{\sigma}_{\text{вр}} (\text{обр})$, полученное при испытании образцов.

Выполненное теоретическое обоснование коэффициентов однородности и масштабного имеет важное значение для определения действительной несущей способности труб с соответствующей мерой неразрушимости или надежности.

Учитывая изложенное, а также принимая во внимание зависимость (6.17) и обозначая условный коэффициент запаса несущей способности трубы

$$\kappa = \frac{\bar{\sigma}_{\text{вр}}}{\bar{\sigma}_{\text{кц}}} = \frac{2\bar{\delta}\bar{\sigma}_{\text{вр}}}{\bar{D}_{\text{вн}}\bar{p}_{\text{раб}}},$$

где $\bar{\sigma}_{\text{кц}}$, $\bar{\delta}$, $\bar{D}_{\text{вн}}$, $\bar{p}_{\text{раб}}$ — математическое ожидание соответственно кольцевых напряжений, толщины стенки, внутреннего диаметра и рабочего давления, получаем для характеристики безопасности выражение

$$\gamma = \frac{\kappa - 1}{\sqrt{\kappa^2 (\omega_{\sigma_{\text{вр}}}^2 + \omega_{\delta}^2 + \omega_{D_{\text{вн}}}^2) + \omega_{p_{\text{раб}}}^2}}, \quad (6.20)$$

в котором ω — коэффициенты изменчивости величин, обозначенных индексом ($\omega_{\sigma_{\text{вр}}}$, ω_{δ} , $\omega_{D_{\text{вн}}}$, $\omega_{p_{\text{раб}}}$).

В зависимости от коэффициента запаса κ характеристика безопасности принимает различные значения. Чем меньше коэффициент запаса, тем больше вероятность разрушения. Для примера в табл. 6.6 приведены значения расчетных величин, входящих в формулу (6.20), полученные для труб из стали 17Г1С размером 1220×12 мм, а на рис. 6.13 изображена зави-

Таблица 6.6. Значения расчетных величин

Среднее значение (математическое ожидание) расчетной величины	Стандарт или среднее квадратическое отклонение расчетной величины	Коэффициент изменчивости или вариации расчетной величины
$\bar{\sigma}_{\text{вр}} = 5,82 \cdot 10^4$ Н/см ²	$\xi_{\sigma_{\text{вр}}} = 0,22 \cdot 10^4$ Н/см ²	$\omega_{\sigma_{\text{вр}}} = 0,0381$
$\bar{\delta} = 11,89$ мм	$\xi_{\delta} = 0,2135$ мм	$\omega_{\delta} = 0,01795$
$\bar{D}_{\text{вн}} = 119,6$ мм	$\xi_{D_{\text{вн}}} = 2,343$ мм	$\omega_{D_{\text{вн}}} = 0,00196$

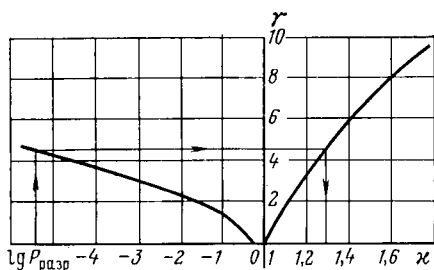


Рис. 6.13. Зависимости характеристики безопасности γ и вероятности разрушения трубы $p_{\text{разр}}$ от условного коэффициента запаса κ

симость характеристики безопасности γ и вероятности разрушения трубы $p_{\text{разр}}$ от коэффициентов запаса κ .

Если рассчитать меру надежности для бездефектного трубопровода 1220×12 мм из стали 17Г1С при $\sigma_{\text{кц}} = 0,65\sigma_{\text{вр}}$, то коэффициент запаса окажется равным 1,53, характеристика безопасности $\gamma = 9,77$, а вероятность разрушения $p_{\text{разр}} = 1,93 \cdot 10^{-13}$.

Соответственно мера надежности трубопровода будет $P(T) = 0,999\,999\,99$ и т. д. Оказывается, что бездефектный трубопровод имеет очень высокий уровень (меру) надежности. Чем же объяснить, что разрушения трубопроводов довольно часты? Прежде всего наличием большого числа разного рода дефектов. Поэтому столь высокий коэффициент запаса несущей способности является средством компенсации самых разнообразных дефектов (строительных, металлургических и т. д.) толщиной стенки труб, т. е. совершенно неоправданным перерасходом металла труб.

Методы количественной оценки влияния различных дефектов на уменьшение несущей способности труб при использовании средств, выявляющих опасные дефекты до сдачи трубопровода в эксплуатацию, дают возможность снизить коэффициент запаса до 1,1—1,2 и резко сократить расход металла.

Рассмотренные в данном параграфе задачи позволяют на основе вероятностного подхода количественно оценить меру надежности трубопровода, не имеющего дефектов, вызывающих образование местных разрушений, переходящих в разрушения общего характера (разрыв труб, протяженные разрушения).

ВЛИЯНИЕ НА СОСТОЯНИЕ ТРУБ КОНЦЕНТРАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЙ

Любые дефекты, связанные с нарушением бездефектной формы конструкции трубы, являются местами концентрации напряжений. Попытки исследовать вопрос о концентрации напряжения в дефектных местах труб предпринимались неоднократно, однако они проводились экспериментальным путем. Кроме подтверждения факта концентрации напряжений такие эксперименты ничего существенного не дали. Поэтому представляет исключительный интерес найти такое теоретическое решение, которое позволило бы количественно оценить распределение напряжений в зоне дефекта. Решение может быть получено с по-

мощью численного метода конечных элементов. Мы приведем здесь лишь идею метода, а также основные результаты и разработки использования метода конечных элементов при расчете напряженного состояния труб с дефектами. Суть метода заключается в том, что рассматриваемая упругая среда, например стенка трубы, разбивается на конечное число элементов. В случае плоской задачи этими элементами могут быть треугольники, а в случае пространственной — треугольные призмы или тетраэдры. Все элементы связаны между собой конечным числом узловых связей, что сохраняет упругие свойства среды и напряженно-деформированное ее состояние, характерное для данного упругого тела. Внутри каждого элемента задают некоторые функции формы, которые позволяют определить перемещения внутри элементов по перемещениям в узлах, являющихся местами стыков конечных элементов. За координатные принимаются функции, тождественно равные нулю во всех элементах, кроме одного, внутри которого они совпадают с функциями формы. Узловые перемещения в данном случае являются неизвестными коэффициентами. Далее записывается функционал полной энергии для всех элементов и находится его минимум. Полученная таким образом система алгебраических уравнений решается с помощью ЭВМ и определяются искомые перемещения и напряжения. Кратко поясним суть метода конечных элементов в применении к определению напряжений и перемещений в дефектных участках труб. Наиболее характерные места дефектов — продольные (заводские) и кольцевые (трассовые) сварные швы (они имеются на всех трубах магистрального трубопровода), а также различного рода трещины, царапины и т. п. Все эти дефекты можно рассматривать в осесимметричном либо плоском напряженном состоянии.

На рис. 6.14 изображены часть трубы с продольным швом и один призматический конечный элемент в продольном сварном шве. На рис. 6.15 показаны часть трубы с кольцевым сварным швом (а) и кольцевой конечный элемент треугольного поперечного сечения (б). Метод конечных элементов позволяет учесть упругое и упругопластичное деформированное состояние, а программа, разработанная для ЭВМ, — решить многие задачи, связанные с определением напряженно-деформированного состояния в зоне дефекта.

Рассмотрим результаты некоторых расчетов. Осесимметричное напряженно-деформированное состояние в трубах исследовалось в области кольцевого сварного шва для труб из стали 17Г1С; кривая деформирования изображена на рис. 6.16. На рис. 6.17 показано сечение трубы со сварным швом, в котором определялось напряженно-деформированное состояние. Размеры рассматриваемой области: $D_n = 1220$ мм, $\delta = 11$ мм, $L = 63,5$ мм. Этот участок был разбит на 294 элемента со 178 узлами. Таким образом, задача сводилась к решению 356 линейных алгебраических уравнений. В узлах, расположенных на оси симметрии

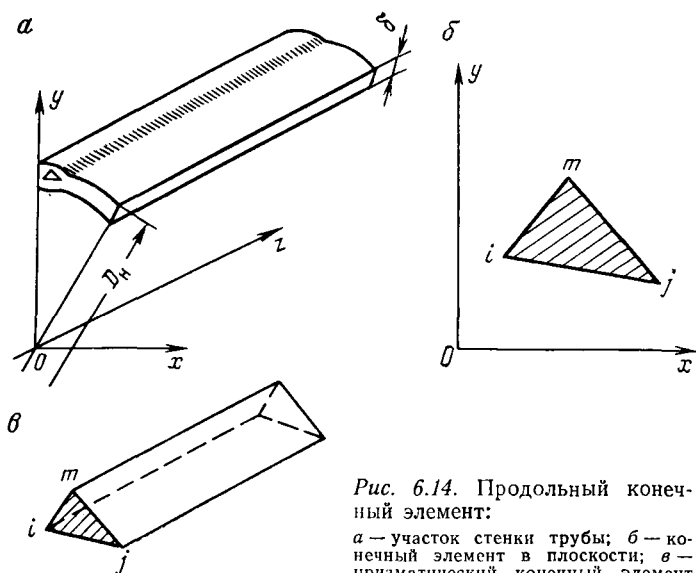


Рис. 6.14. Продольный конечный элемент:

a — участок стенки трубы; *б* — конечный элемент в плоскости; *в* — призматический конечный элемент

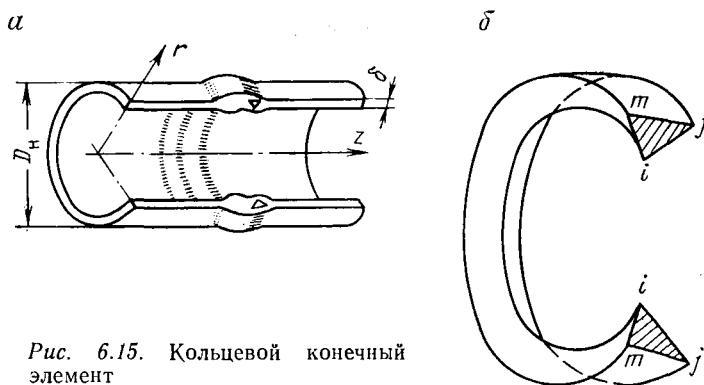


Рис. 6.15. Кольцевой конечный элемент

сварного шва ab и на линии cd , были заданы граничные условия, запрещающие перемещения в направлении оси z . В узлах, расположенных по внутреннему контуру трубы, задавались сосредоточенные силы от внутреннего давления. Вначале исследовалось упругое напряженное состояние. Из условия $\varepsilon_z = 0$ следует, что при нагружении трубы внутренним давлением в ней возникают продольные напряжения $\sigma_{пр} = \mu \sigma_{кц}$. Как видно из рис. 6.17, в области, удаленной от сварного шва, это соотношение выполняется. В районе шва условие $\varepsilon_z = 0$ не выполняется, так как существенна объемность напряженно-деформированного состояния. Для кольцевого шва наиболее существенна концентрация продольных напряжений. Для рассчитанного реального

сварного шва коэффициент концентрации продольных напряжений в упругой области составил 1,52 на внутреннем контуре и 1,3 на внешнем контуре трубы. Следует отметить, что эти значения справедливы для любой продольной нагрузки за исключением той, которая вызывается объемными силами. Для трубопроводов такими нагрузками являются усилия, возникающие от температурных перепадов.

В качестве примера влияния температурных напряжений рассмотрим результаты расчета напряженно-деформированного состояния в районе сварного шва при действии внутреннего давления и температуры. В расчете принято $\Delta t = 75^\circ\text{C}$. Основной особенностью температурного нагружения области сварного шва является то, что в продольном на-

правлении существенным становится изгиб. Напряжения изгиба возникают из-за несимметрии продольного сечения сварного шва относительно средней линии стенки трубы. Этим объясняется существенное отличие результатов расчета с учетом температуры, приведенных на рис. 6.18, от результатов, приведенных на рис. 6.17.

На рис. 6.18 сплошными линиями показано упругое распределение продольных напряжений, а пунктирными — упругопластичное. Расчеты выполнены при давлениях

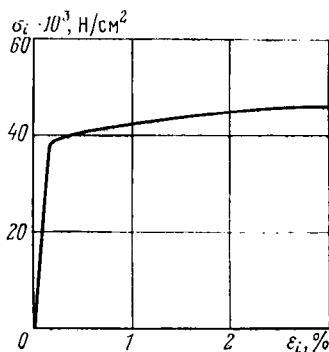


Рис. 6.16. Кривая деформирования стали 17Г1С

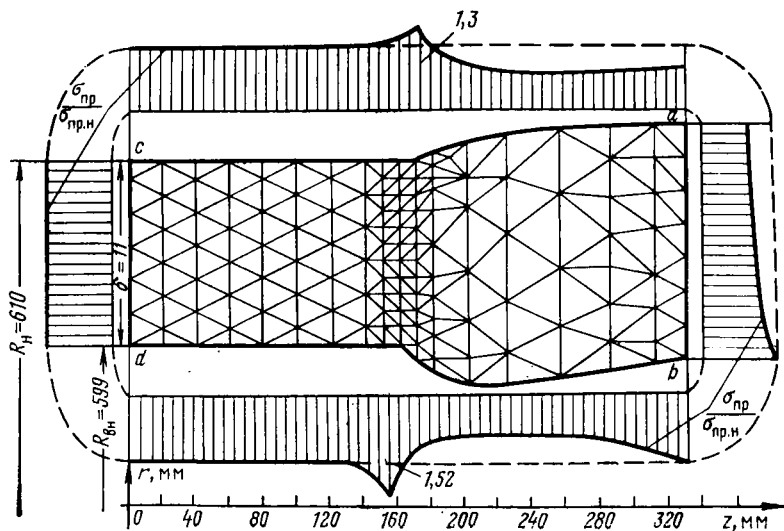


Рис. 6.17. Сечение трубы в зоне кольцевого сварного шва

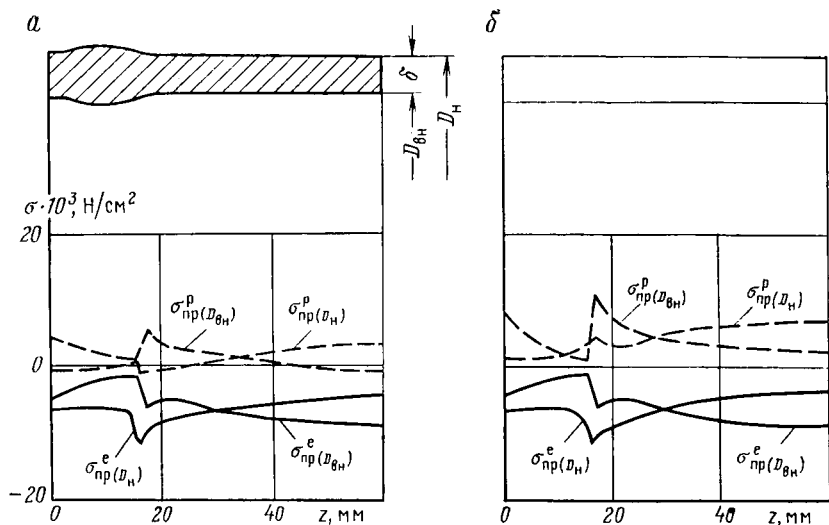


Рис. 6.18. Схемы распределения продольных напряжений по внутреннему и наружному диаметрам в зоне кольцевого шва:

а — при $p=7,5$ МПа и $\Delta t=75$ °С; б — при $p=7,8$ МПа и $t=75$ °С (σ — упругие напряжения; σ — пластические напряжения)

$p=7,5$ МПа и $p=7,8$ МПа, вызывающих кольцевые напряжения, равные соответственно $\sigma_{кц}=40,8 \cdot 10^3$ Н/см²; $\sigma_{кц}=42,8 \cdot 10^3$ Н/см².

Особенностью деформирования трубопровода является то, что из условия $\varepsilon_z=0$, которое выполняется и в упругопластичной области, следует соотношение $\varepsilon_z^p = -\varepsilon_z^e$, где ε_z^p — остаточные пластические деформации в направлении z , а ε_z^e — упругие деформации в направлении z . Так как на основании теоремы о разгрузке остаточные напряжения равны разности напряжений, полученных при упругопластичном и упругом их распределении, то в продольном направлении после упругопластичного деформирования возникают положительные остаточные напряжения. Поэтому, если труба деформируется в упругопластичной области и области сжимающих продольных напряжений, вызванных температурным расширением, то при анализе прочности труб продольные напряжения можно не учитывать. На этот факт следует обратить внимание особое, так как учет сжимающих продольных усилий приводит к существенному увеличению толшины стенки трубы.

Рассмотрим далее плоское деформированное состояние труб на примере продольного сварного шва. Область продольного сварочного шва была разбита на конечные элементы. Координаты узлов задавались для участка трубы, изображенного на рис. 6.14. В данной задаче решалось 356 линейных алгебраических уравнений. Результаты расчета в упругой и упругоплас-

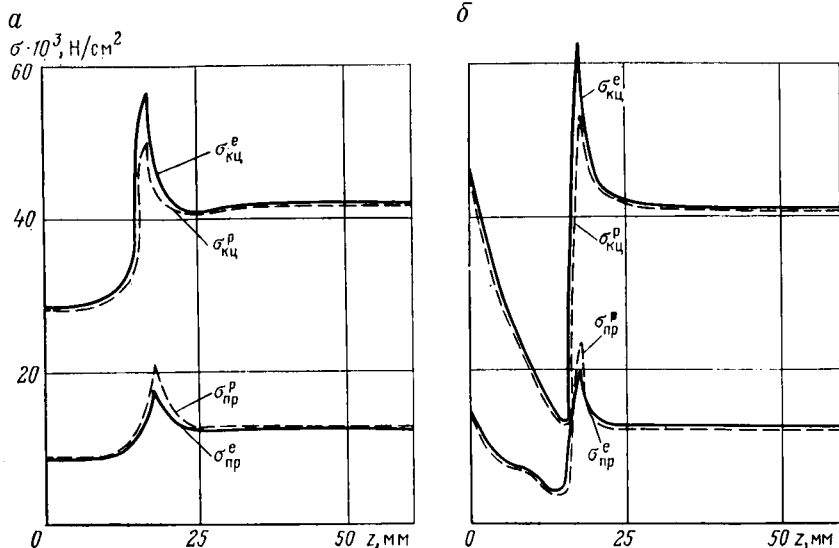


Рис. 6.19. Схемы распределения напряжений в зоне продольного шва по наружному (а) и внутреннему (б) контурам трубы

тичной областях представлены на рис. 6.19. Наибольшие напряжения возникают на внутреннем контуре трубы, причем упругий коэффициент концентрации напряжений $k_e = 1,49$, а упругопластичный — $k_p = 1,28$. На наружном контуре трубы упругий коэффициент концентрации напряжений составляет $k_e = 1,34$, а упругопластичный — $k_p = 1,19$. В ряде случаев, зная k_p и кривую деформирования, можно найти k_e , используя приближенное соотношение $k_p = 1 + (k_e - 1) E^*/E$, где E^* — секущий модуль кривой деформирования.

По предложенной методике можно исследовать также напряженно-деформированное состояние в зоне забойн, надразов, трещин.

ВЛИЯНИЕ КОНЦЕНТРАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЙ И ВНУТРЕННЕГО ДАВЛЕНИЯ НА МЕРУ НАДЕЖНОСТИ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА

Большое влияние на надежность трубопровода оказывает наличие концентраторов напряжений. Как было показано [см. формулы (6.12) и (6.20)], вероятность разрушения бездефектного участка трубопровода чрезвычайно мала, практически равна нулю. Однако разрывы на трубопроводах происходят чаще, чем на других объектах, обладающих меньшим запасом несущей способности. Введя в расчетные зависимости коэффициент концентрации напряжений

$$k = \sigma_{\text{конц}} / \sigma_{\text{безд}}, \quad (6.21)$$

где $\sigma_{\text{конц}}$ — напряжения в концентраторе; $\sigma_{\text{безд}}$ — напряжения в бездефектной трубе, получим коэффициент запаса несущей способности дефектного участка

$$\kappa_d = \frac{1}{k} \frac{\bar{\sigma}_{\text{вр}}}{\bar{\sigma}_{\text{безд}}} = \frac{1}{k} \kappa_{\text{безд}}, \quad (6.22)$$

где $\kappa_{\text{безд}}$ — коэффициент запаса несущей способности бездефектной трубы.

Подставив (6.22) в (6.20), получим характеристику безопасности

$$\gamma_d = \frac{\kappa_{\text{безд}}/k - 1}{\sqrt{\kappa_{\text{безд}}^2/k^2 \cdot (\omega_{\sigma_{\text{вр}}}^2 + \omega_{\delta}^2 + \omega_{D_{\text{вн}}}^2) + \omega_p^2}}. \quad (6.23)$$

Из (6.23) следует, что при $k = \kappa_{\text{безд}}$ вероятность разрушения будет 0,5. Это указывает на необходимость учета концентрации напряжений в местах дефектов; поэтому зависимость (6.23) является характеристикой для оценки опасности дефекта при действии внутреннего давления.

Вероятность разрушения при наличии дефекта определяется так же, как и для бездефектной трубы, но в качестве коэффициентов запаса и безопасности следует принимать $\kappa_d = \kappa_{\text{безд}}/k$ и $\gamma_d = \gamma_{\text{безд}} \kappa_{\text{безд}}/k$.

При этом для определения вероятности разрушения дефектного трубопровода $p_{\text{разр}}$ можно пользоваться графиком, приведенным на рис. 6.13, на котором приняты обозначения $\kappa_{\text{безд}} = \kappa$, $\gamma_{\text{безд}} = \gamma$.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПРОЧНОСТИ ТРУБОПРОВОДА ПО ЗАДАННОЙ МЕРЕ НАДЕЖНОСТИ

Основной подход к проблеме прочности, как и оптимизационной задаче, требует разработки метода расчета прочности по заданной мере надежности. Приведенные в предыдущем параграфе результаты являются отправным материалом, который позволяет обосновать методику расчета прочности по заданной вероятности разрушения.

1. *Определение вероятности разрушения для участка трубопровода с одинаковыми условиями работы.* Поскольку такой участок представляет систему последовательно соединенных труб, работающих в одинаковых условиях, то вероятность разрушения системы определяется условием

$$P(T) = (1 - P_{\text{разр}})^n, \quad (6.24)$$

где $P_{\text{разр}}$ — вероятность разрушения одной трубы, имеющей определенный набор дефектов; n — число последовательно соединенных элементов.

Из (6.24) следует, что вероятность разрушения

$$P_{\text{разр}} \leq 1 - \sqrt[n]{P(T)}. \quad (6.25)$$

Разложив в ряд Тейлора выражение (6.25), получим

$$P_{\text{разр}} \leq \frac{1}{n} [1 - P(T)] + \frac{1}{2} \left(\frac{1}{n} - \frac{1}{n^2} \right) [1 - P^2(T)] + \dots \quad (6.26)$$

Определив по формуле (6.26) $P_{\text{разр}}$, по графику зависимости параметра безопасности γ от $P_{\text{разр}}$ (см. рис. 6.13) находим допустимое $\gamma_{\text{доп}}$ (при полученном или заданном значении $P_{\text{разр}}$), которое определяет допустимое отношение $\kappa_{\text{безд}}/k$. Приведем пример расчета участка трубопровода длиной 40 км. При средней длине трубы 12 м общее их число составит $n = 3,3 \cdot 10^3$. Пусть нас интересует вероятность разрушения труб при мере надежности участка в целом $P_1(T) = 0,99$ и $P_2(T) = 0,999$. Выполнив вычисления по (6.26), получим в первом случае $P_{\text{разр}} \leq 3 \cdot 10^{-7}$, а во втором $P_{\text{разр}} \leq 3 \cdot 10^{-8}$. Поскольку трубопровод не может проходить на всем протяжении по участку одной категории, то условие (6.26) можно использовать для оценки вероятности разрушения на каждом участке, характеризующемся одинаковыми условиями.

Рассмотрим трубопровод как систему последовательно соединенных элементов, представляющих отдельные участки, вероятность разрушения которых определена по формуле (6.26). Решение выполняется аналогично рассмотренному случаю с одним участком. Задаваясь требуемым значением меры надежности трубопровода в целом $P(\Sigma T)$, определим по (6.26) вероятность его разрушения:

$$P_{\text{разр}}(\Sigma) \leq \frac{1}{n} [1 - P(\Sigma T)] + \frac{1}{2} \left(\frac{1}{n} + \frac{1}{n^2} \right) [1 - P(\Sigma T)],$$

где n — число отдельных участков с одинаковыми условиями работы труб.

Так же, как и для одного участка, для всего трубопровода в целом можно использовать график, представленный на рис. 6.13.

2. *Связь внутреннего давления в трубопроводе с мерой надежности.* Основной нагрузкой для трубопровода является внутреннее давление, в результате действия которого в бездефектной трубе возникают соответствующие нормальные кольцевые напряжения $\sigma_{\text{кц. н.}}$. В дефектных местах эти напряжения увеличиваются до $\sigma_{\text{кц. д.}} = k \sigma_{\text{кц. н.}}$, где k — коэффициент концентрации напряжений.

Труба начинает разрушаться, если $k \sigma_{\text{кц. н.}} = \sigma_{\text{вр.}}$

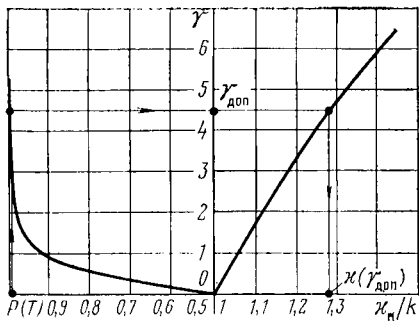


Рис. 6.20. График зависимости меры надежности $P(T)$ и характеристики безопасности γ от условного коэффициента запаса при наличии концентраторов напряжений κ_n

Допустим, что по всей длине трубопровода или его участка создано одинаковое внутреннее давление p . Поскольку дефекты по длине трубопровода будут различными, то в соответствующих местах расположения дефектов будут различными и значения характеристик безопасности γ . Если необходимо обеспечить одинаковый уровень надежности участка трубопровода или в целом всего трубопровода, то достаточно выполнить условие $\gamma(\kappa_n/k) \geq \gamma_{\text{доп}}[P(T)]$, где $P(T)$ — заданный уровень или

мера надежности участка, а $\gamma_{\text{доп}}[P(T)]$ — соответствующая этому уровню характеристика безопасности.

При этом на коэффициент концентрации k налагается ограничение

$$k \leq \kappa_{\text{безд}}/\kappa_{\text{доп}}, \quad (6.27)$$

где $\kappa_{\text{безд}}$ — запас несущей способности бездефектной трубы; $\kappa_{\text{доп}}$ — запас несущей способности, соответствующей заданной характеристике безопасности $\gamma_{\text{доп}}[P(T)]$; количественно $\kappa_{\text{безд}}$ характеризуется отношением $\kappa_{\text{безд}} = \bar{\sigma}_{\text{вр}}/\bar{\sigma}_{\text{кц.н}}$. Здесь $\bar{\sigma}_{\text{вр}}$ — математическое ожидание предела прочности, а $\bar{\sigma}_{\text{кц.н}}$ — кольцевых напряжений в бездефектной трубе. Запишем $\kappa_{\text{безд}}$ в виде

$$\kappa_{\text{безд}} = \bar{\sigma}_{\text{вр}}/\bar{\sigma}_T \cdot \bar{\sigma}_T/\bar{\sigma}_{\text{кц.н}} = \kappa_T m,$$

где $\bar{\sigma}_T$ — математическое ожидание предела текучести; κ_T — запас несущей способности материала по пределу текучести; m — запас несущей способности по внутреннему рабочему давлению $p_{\text{раб}}$ в трубе, характеризующий уменьшение внутреннего давления по сравнению с тем, которое могла бы выдержать бездефектная труба.

При этом неравенство (6.27) будет иметь вид $k \leq \kappa_T m/\kappa_{\text{доп}}$.

Из этой зависимости можно сделать вывод о том, что допустимый коэффициент концентрации $k = k_{\text{доп}}$ изменяется при изменении параметров, т. е. характеристик материала труб и меры надежности. Так, если запас по пределу текучести одинаков (одинаковые трубы), а $\kappa_{\text{доп}}$ задана для данного участка или трубопровода в целом, то $k_{\text{доп}}$ линейно зависит от m .

Для облегчения вычислений в соответствии с изложенным на рис. 6.20 приведен график зависимости меры надежности $P(T)$ и характеристики безопасности трубопровода γ от коэффициента запаса несущей способности при наличии концентраторов напряжения κ_n с учетом коэффициента концентрации на-

пряжений k . Допустим, задано $P(T)=0,99$. По графику находим $\gamma_{\text{доп}}=4,5$, а $\kappa_{\text{доп}} \geq 1,28$; если принять $P(T)=0,9$, то достаточно выполнить условие $\kappa_{\text{доп}} \geq 1,05$.

РАСЧЕТ ПРОЧНОСТИ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА

Необходимо определить толщину стенки труб на участке длиной $L=48$ км. На всем протяжении участка трубопровод находится в одинаковой среде, и каждая труба, входящая в состав участка, испытывает одинаковое с другими внешнее силовое воздействие; напряженное состояние всех труб одинаково. Если это не так, то необходимо участок L разбить на ряд меньших участков таким образом, чтобы в пределах каждого из них напряженное состояние было одинаковым. В данном примере будем считать, что участок L находится на всем протяжении в одинаковых условиях. Примем далее несколько ограничивающих допущений: трубопровод предполагается в плотном грунте, на равнинной местности, уложен прямолинейно, продольная устойчивость трубопровода обеспечена.

Исходные данные: условный внутренний диаметр труб 120 см; средняя длина одной трубы 12 м; прочностные характеристики металла труб, определенные по испытаниям образцов, $\bar{\sigma}_{\text{вр}}=5,77 \cdot 10^4$ Н/см², $\bar{\sigma}_t=3,8 \cdot 10^4$ Н/см²; внутреннее давление продукта в трубопроводе $p=7,5$ МПа=750 Н/см².

Выполним вначале расчет прочности в предположении, что трубопровод не имеет дефектов. Расчет проведем для четырех вероятностей неразрушимости труб: $P(T)=0,95$; 0,99; 0,999 и 0,9999. Для обеспечения прочности труб с заданными вероятностями неразрушимости кольцевые напряжения в стенке труб должны быть больше определяемых по формуле (6.19). Масштабный коэффициент принимаем $\nu=0,85$, а коэффициенты однородности $k_{\text{одн}}$ определяем по формуле (6.18). Коэффициент изменчивости $\omega_{\text{свр}}$ прочности образцов берем из табл. 6.5: $\omega_{\text{свр}}=0,042$.

Далее по формуле (6.18) находим для различных $P(T)$ коэффициенты однородности

$$k_{\text{одн}}(0,95) = 1 - 1 \cdot 0,042 = 0,958;$$

$$k_{\text{одн}}(0,99) = 1 - 2,33 \cdot 0,042 = 0,903;$$

$$k_{\text{одн}}(0,999) = 1 - 3,1 \cdot 0,042 = 0,870;$$

$$k_{\text{одн}}(0,9999) = 1 - 3,72 \cdot 0,042 = 0,844.$$

По формуле (6.19) для различных $P(T)$ находим

$$\sigma_{\text{кц}}(0,95) = 0,958 \cdot 0,85 \cdot 5,77 \cdot 10^4 = 4,7 \cdot 10^4 \text{ Н/см}^2;$$

$$\sigma_{\text{кц}}(0,99) = 0,903 \cdot 0,85 \cdot 5,77 \cdot 10^4 = 4,4 \cdot 10^4 \text{ Н/см}^2;$$

$$\sigma_{\text{кц}}(0,999) = 0,87 \cdot 0,85 \cdot 5,77 \cdot 10^4 = 4,26 \cdot 10^4 \text{ Н/см}^2;$$

$$\sigma_{\text{кц}}(0,9999) = 0,844 \cdot 0,85 \cdot 5,77 \cdot 10^4 = 4,14 \cdot 10^4 \text{ Н/см}^2.$$

Толщину стенки трубы определим по формуле $\delta = p_{\text{исп}} \times D_{\text{вн}} / (2\sigma_{\text{кц}})$, где $p_{\text{исп}}$ — испытательное давление, $p_{\text{исп}} = 1,3 \times 750 = 975 \text{ Н/см}^2$. Определим толщину стенки труб для различных вероятностей неразрушимости

$$\delta(0,95) = \frac{975 \cdot 120}{2 \cdot 4,7 \cdot 10^4} = 1,24 \text{ см};$$

аналогично вычисляем $\delta(0,99) = 1,32 \text{ см}$; $\delta(0,999) = 1,37 \text{ см}$; $\delta(0,9999) = 1,41 \text{ см}$.

Изменение меры надежности от 0,95 до 0,9999 приводит к увеличению толщины стенки бездефектной трубы на 1,7 мм. Поскольку эти толщины стенки рассчитаны на испытательное давление, то кольцевые напряжения при рабочем давлении будут ниже тех, которые определены выше, а именно:

$$\sigma_{\text{кц}}(0,95) = \frac{P D_{\text{вн}}}{2\delta_1} = \frac{975 \cdot 120}{2 \cdot 1,24} = 3,63 \cdot 10^4 \text{ Н/см}^2;$$

$\sigma_{\text{кц}}(0,99) = 3,41 \cdot 10^4 \text{ Н/см}^2$; $\sigma_{\text{кц}}(0,999) = 3,28 \cdot 10^4 \text{ Н/см}^2$ и $\sigma_{\text{кц}}(0,9999) = 3,19 \cdot 10^4 \text{ Н/см}^2$.

Определим далее коэффициент запаса κ несущей способности труб при испытании из условия $\kappa = \bar{\sigma}_{\text{вр}} / \bar{\sigma}_{\text{кц}}$. При различных вероятностях $P(T)$ коэффициенты запаса $\kappa(0,95) = 1,22$; $\kappa(0,99) = 1,3$; $\kappa(0,999) = 1,35$ и $\kappa(0,9999) = 1,40$. По рабочему давлению запас несущей способности составляет $\kappa(0,95) = 1,59$; $\kappa(0,99) = 1,69$; $\kappa(0,999) = 1,73$; $\kappa(0,9999) = 1,81$. Характеристики безопасности γ бездефектного трубопровода найдем по формуле (6.20) или по графику рис. 6.13. Соответствующие ее значения $\gamma(0,95) = 3,4$; $\gamma(0,99) = 4,6$; $\gamma(0,999) = 5,2$ и $\gamma(0,9999) = 6$. Как видно из этих значений, характеристики безопасности очень велики. Достаточно сказать, что $\gamma = 3$ обеспечивает практическую неразрушимость бездефектной трубы даже при толщине стенки 1,24 см, не говоря уже о толщинах 1,37; 1,32 и 1,41 см.

Рассмотрим далее влияние концентраторов напряжений на несущую способность трубопроводов с толщинами стенки труб, определенными ранее. Коэффициент концентрации напряжений определяем по формуле (6.21). Допустим, что в качестве концентраторов напряжений рассматриваются продольные заводские сварные швы или иные дефекты, которые создают концентрацию напряжений на уровне $k = 1,3$. Тогда коэффициенты запаса несущей способности с учетом дефектов определим по формуле (6.22).

Выполнив вычисления, получим для труб с толщиной стенки 1,24; 1,32; 1,37; 1,41 см: $\kappa_d(\delta = 1,24) = 0,938$, $\kappa_d(\delta = 1,32) = 1,0$; $\kappa_d(\delta = 1,37) = 1,038$ и $\kappa_d(\delta = 1,41) = 1,076$. Воспользовавшись графиком рис. 6.19, определим по этим κ_d меру надежности дефектных труб $P(T)$ и характеристику их безопасности γ : при $\kappa_d = 1$ $\gamma = 0$ и $P(T) = 0,5$; при $\kappa_d = 1,038$ $\gamma = 0,75$ и $P(T) = 0,8$; при $\kappa_d = 1,076$ $\gamma = 1,25$ и $P(T) = 0,94$. Эти данные свидетельствуют о том, что надежность дефектного трубопровода резко снижается

по сравнению с бездефектным. Толщины стенки, определенные для бездефектной трубы, оказываются недостаточными для дефектных (при условии, что они рассчитаны на испытательное давление), кроме толщины $\delta=1,41$ см, но уровень ее надежности будет примерно таким же, как для бездефектной при толщине стенки 1,24 см.

Если определить запас несущей способности по рабочему давлению, то для дефектной трубы он будет: при $\delta=1,24$ см $\kappa_d=1,22$; при $\delta=1,32$ см $\kappa_d=1,3$; при $\delta=1,37$ см $\kappa_d=1,33$; при $\delta=1,41$ см $\kappa_d=1,39$.

Соответствующие значения безопасности γ и меры надежности (по рис. 6.20) составят: $\gamma=3,22$, $P(T)=0,98$; $\gamma=4,5$, $P(T)=0,999$; $\gamma=5,1$, $P(T)=0,9999$; $\gamma=5,8$, $P(T)=0,9999$. Это говорит о том, что если в процессе испытания выявить дефекты, дающие концентрацию напряжений с $k=1,3$ (для данного примера), то при рабочем давлении $p=750$ Н/см² трубы будут обладать, начиная с $\delta=1,3$ см, практической неразрушимостью ($\gamma>3,5$). Этот пример еще раз подтверждает, что испытания имеют большое значение как в повышении уровня надежности, так и в экономии металла труб. Последнее становится особенно наглядным, если рассчитать толщину стенки по СНиП 2.05.06—85 для аналогичных условий. В табл. 6.2 такие расчеты приведены; по данным таблицы для III и IV категорий участков $\delta=1,46$ см, а для I и II — 1,74 см, что больше определенного по нашей методике соответственно на 1,3 и 3,5 мм.

Определим далее, как изменится уровень надежности участка трубопровода длиной $L=48$ км при длине одной трубы 12 м (число труб $n=4000$). Имея в виду, что для одиночной трубы с дефектами было найдено $P(T)=0,999$ (при $\delta=1,32$ см) и приняв такую же надежность для участка L , найдем по формуле (6.24) уровень надежности этого участка в целом: $P_L(T)=(1-0,001)^{4000}=0,98$. Если определить $P_L(T)$ для $P(T)=0,9999$ при $\delta=1,37$ см, то $P_L(T)=(1-0,0001)^{4000}=0,9976$. Соответственно вероятность аварии $p_{\text{разр}}$, связанной с разрушением труб на участке L , при $\delta=1,32$ см составляет 0,02, при $\delta=1,37$ см—0,0024. По найденным значениям $p_{\text{разр}}$ по графику рис. 6.13 находим характеристику безопасности $\gamma(\delta=1,32 \text{ см})=2,5$ и $\gamma(\delta=1,37 \text{ см})=3,2$. Это позволяет при принятых исходных данных расчетную толщину стенки труб на участке L рекомендовать равной 1,3 см. При этом участок обладает следующими характеристиками: до испытаний — безопасность $\gamma_L=2,5$; уровень надежности $P(T)=0,98$, запас несущей способности (по рис. 6.19) $\kappa_{\text{доп}}=1,15$; после выявления дефектов при испытании трубопровод будет работать как бездефектный.

УСТОЙЧИВОСТЬ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

О ФОРМАХ ПОТЕРИ УСТОЙЧИВОСТИ

Под устойчивостью магистрального трубопровода будем понимать его способность сохранять прямолинейное или начальное упругоискривленное положение при воздействии сил, направленных вдоль главной оси труб. Рассмотрим участок прямолинейного подземного трубопровода, в котором действует продольная сжимающая сила (рис. 7.1). Допустим, что на участке λ_0 труба получила импульс, который вызвал ее поперечное движение типа колебаний (показано пунктиром). Равновесное положение трубопровода при действии продольной силы будет устойчивым, если он возвращается в начальное прямолинейное положение. Если трубопровод имел начальное искривление, то он должен возвратиться в положение, характеризующееся начальной стрелкой прогиба. В этом случае необходимо рассматривать устойчивость искривленной формы трубопровода. Если продольную силу увеличить, то при некотором ее значении, получив какой-то импульс и отклонившись от начальной формы, труба на участке λ_0 не возвратится в исходное положение. Продольная сила, при которой происходит такое явление, называется критической и обозначается $P_{кр}$, а само явление называется потерей продольной устойчивости. Если представить зависимость прогиба f от продольной силы P , то до значений $P < P_{кр}$ трубопровод может сохранять прямолинейное положение. Деформации его будут определяться лишь сжатием трубы. Такой случай устойчивости называется устойчивостью в малом. Если труба в пределах λ получит какой-нибудь достаточно сильный импульс, то из формы устойчивости, определяемой кривой 1 (рис. 7.2), она может скачкообразно искривляться с образованием достаточно большой стрелки прогиба. При этом продольная сила уменьшится и установится новое равновесное состояние, характеризующееся стрелкой прогиба f и критической силой $P_{кр. н.}$ Такое устойчивое состояние, при котором трубопровод

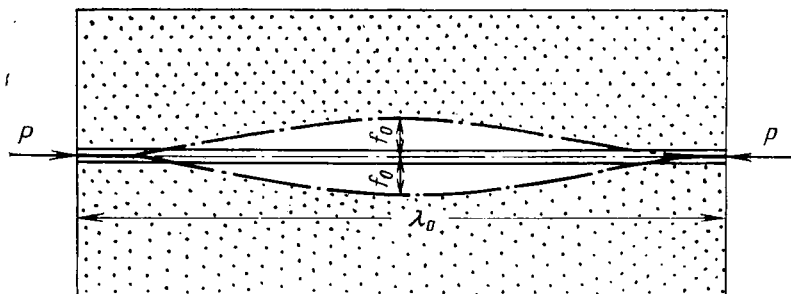


Рис. 7.1. Схема потери устойчивости

может совершать незначительные колебания около новой устойчивой формы, называют устойчивостью в большом. Соответственно критическая сила $P_{кр. в}$ называется верхней критической силой, а $P_{кр. н}$ — нижней. Нижняя критическая сила может быть значительно меньше верхней. Поэтому при исследовании устойчивости трубопровода необходимо изучать оба вида потери устойчивости: в малом и в большом. Трубопровод может сохранять прямолинейную форму до $P_{кр. в}$, но при некоторых условиях может потерять устойчивость прямолинейной формы и при $P \geq P_{кр. н}$. Из теории устойчивости упругих систем известно, что при f и P , соответствующих правой ветви кривой 2 (правее точки a), равновесные формы уже искривленного трубопровода будут устойчивыми, а при f и P , соответствующих левой части кривой,— неустойчивыми. Это следует из энергетического критерия устойчивости. Любая упругая система (в том числе и подземный трубопровод), подвергающаяся воздействию внутренних и внешних сил, имеет полную энергию

$$\mathcal{E} = U - W, \quad (7.1)$$

где U — потенциальная энергия деформации изгиба и сжатия трубопровода; W — работа внешних сил на его перемещениях.

Возможность потери устойчивости какой-либо начальной формы упругой системы наступает, когда первая вариация от полной энергии

$$\delta \mathcal{E} = 0. \quad (7.2)$$

Устойчивой формой упругая система обладает, когда вторая вариация полной энергии

$$\delta^2 \mathcal{E} > 0. \quad (7.3)$$

Если же

$$\delta^2 \mathcal{E} < 0, \quad (7.4)$$

то равновесная форма неустойчива.

Таким образом, задача исследования устойчивости упругой системы заключается в определении ее равновесных форм в соответствии с (7.2) и оценке их устойчивости по (7.3) и (7.4).

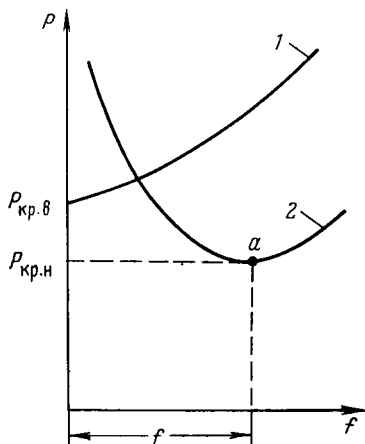


Рис. 7.2. Кривые равновесных форм

Известно, что потенциальная энергия изгибающего стержня

$$U_1 = \frac{1}{2} \int_0^{\lambda} EI (y'')^2 dx, \quad (7.5)$$

где EI — жесткость сечения трубы.

Энергия сжатия трубопровода продольной силой (до искривления трубопровода)

$$U_2 = \frac{1}{2EF} \int_0^{\lambda} P^2 dx, \quad (7.6)$$

после искривления

$$U_3 = \frac{1}{2EF} \int_0^{\lambda} \left(P - \frac{2\Delta EF}{\lambda} \right) dx, \quad (7.7)$$

где Δ — приращение длины искривленного участка трубопровода. Работа силы P

$$W_1 = \frac{1}{2} P \int_0^{\lambda} (y')^2 dx. \quad (7.8)$$

Если трубопровод расположен в упругой грунтовой среде, характеризующей коэффициентом постели k_0 , то работа сжатия грунта

$$W_2 = \frac{k_0 D_H}{2} \int_0^{\lambda} (y')^2 dx, \quad (7.9)$$

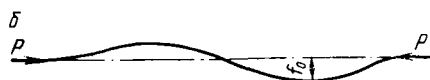
а если рассматривать грунт как жесткопластичную среду, то работа распределенной нагрузки q будет

$$W_3 = \int_0^{\lambda} q y dx. \quad (7.10)$$

Таким образом, полная энергия участка λ

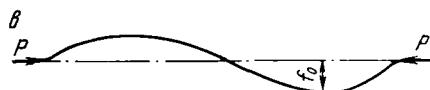


$$\mathcal{E}_q = U_1 + U_3 - W_1 - W_3 \quad (7.11)$$



для жесткопластичной среды и

$$\mathcal{E}_{k_0} = U_1 + U_2 - W_1 - W_2 \quad (7.12)$$



для упругой грунтовой среды.

В выражения (7.5—7.10) входит величина y , характеризующая положение упругой оси трубопровода.

Рис. 7.3. Возможные формы искривления трубопровода

Анализ возможных форм искривления трубопроводов позволяет представить их следующим образом. Потеря устойчивости в форме выпуклины (рис. 7.3, а) описывается уравнением

$$y'(x) = f_0 \sin \frac{2\pi x}{\lambda}, \quad (7.13)$$

а потеря устойчивости с искривлением по форме, показанной на рис. 7.3, в, — уравнением

$$y(x) = f_0 \sin \frac{\pi x}{\lambda}; \quad (7.14)$$

потеря устойчивости по форме рис. 7.3, б на практике встречается очень редко. Наибольшее число зарегистрированных случаев потери устойчивости отвечает условию (7.13), т. е. искривлению в форме выпуклины. Эту форму и форму, показанную на рис. 7.3, в, мы и рассмотрим. Представляется необходимым охарактеризовать расчетные модели грунта, используемые при исследовании устойчивости.

В механике грунтов наиболее полно разработаны две модели грунтовой среды: модель пластичного тела Прандтля — Кулона и модель упругого грунта, соответствующая основным предпосылкам так называемого коэффициента постели. Модель пластичного тела Прандтля — Кулона используется 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, которые меньше предельных, ее использование искажает действительную картину работы грунтовой среды. Применительно к расчету продольной устойчивости это несоответствие ясно видно из рис. 7.4, а. Независимо от положения, занимаемого трубопроводом, для любых его сечений реакции грунта считаются 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 предельное значение для данного грунта и диаметра трубы.

Нами были проведены эксперименты по определе-

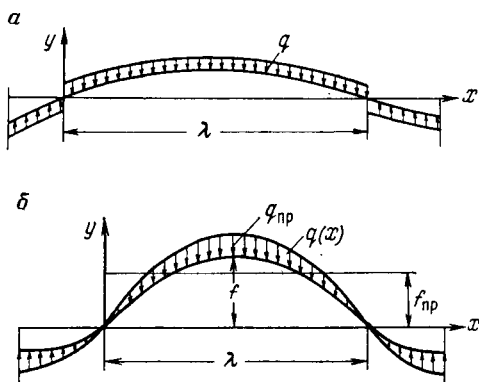


Рис. 7.4. Схемы искривления трубопровода в пластичной (а) и упругой (б) грунтовой среде

нию сопротивления грунта перемещающемуся цилиндру при различной высоте слоя грунта над ним. Было установлено, что перемещения при незначительных подвижках 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 $q(x) = k_0 \omega(x) \times \times D_n$, где $q(x)$ — реакция грунта; $\omega(x)$ — перемещение трубы.

Рассмотрим схему взаимодействия грунта и труб при поперечных перемещениях. Искривление трубопровода по схеме, изображенной на рис. 7.4, б, вызывает со стороны грунта сопротивление, возрастающее по мере увеличения прогиба. Как только в каком-либо сечении будет выполнено условие $\omega(x) = \hat{f}_{\text{пр}}$, сопротивление грунта достигнет предельного значения $q_{\text{пр}}$ и при увеличении стрелки прогиба $\hat{f}$ будет постоянным. Прогiby соседних сечений могут стать больше $\hat{f}_{\text{пр}}$, и тогда область предельно напряженного грунта, обладающего свойством пластичного тела, распространится на какую-то часть полуволны или волны λ . 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 $\hat{f} < \hat{f}_{\text{пр}}$ 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 .

УСТОЙЧИВОСТЬ ПРЯМОЛИНЕЙНОГО ТРУБОПРОВОДА

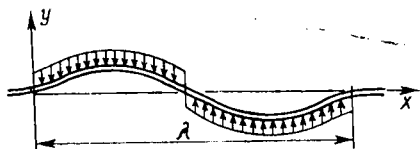
Трубопровод, расположенный в упругой грунтовой среде, может потерять устойчивость с образованием одной выпучины (см. рис. 7.3, а) или нескольких волн искривления (см. рис. 7.3, в). В первом случае уравнение искривленной упругой оси записывается в виде (7.13), а во втором — в виде (7.14). Критическая продольная сила для обеих форм искривления определяется по формуле

$$P_{\text{кр. в}} = 2\sqrt{k_0 D_n EI}; \quad (7.15)$$

длина волны искривления λ для случая (7.13) будет

$$\lambda_{\text{кр}} = 2\pi \sqrt[4]{EI/(k_0 D)},$$

Рис. 7.5. Схема к расчету трубопроводов в пластичном грунте



а для случая (7.14)

$$\lambda_{кр} = \pi \sqrt[4]{EI/(k_0 D_H)}.$$

Если рассматривается устойчивость прямолинейного трубопровода, находящегося под воздействием внутреннего давления и температурного перепада Δt , то предельное значение его найдем с учетом (7.15) по формуле

$$\Delta t_{кр} = \frac{0,15\pi p D_{вн}^2}{\alpha_l E F} + \frac{2\sqrt{k_0 D_H EI}}{\alpha_l E F},$$

где α_l — коэффициент линейного расширения; F — площадь сечения стенки трубы.

Устойчивость трубопровода в жесткопластичной грунтовой среде найдем, принимая во внимание следующие соображения. Грунт при любых, даже самых незначительных деформациях оказывает сопротивление, достигающее предельного значения q . Поэтому, как уже отмечалось, сопротивление грунта будет равномерным по длине трубопровода и независимым от перемещения. При искривлении трубопровода под воздействием продольной силы кроме прямолинейного устойчивого состояния возможны и искривленные устойчивые состояния. Необходимо найти такое искривленное состояние трубопровода, при котором $P_{кр}$ будет наименьшим, а неискривленная форма устойчивой.

Пусть трубопровод изгибается при потере устойчивости по форме, изображенной на рис. 7.5. Дифференциальное уравнение изгиба трубопровода имеет вид

$$EIy'' + Ny = \frac{q\lambda}{4}x - 0,5qx^2, \quad (7.16)$$

где N — продольное усилие в трубопроводе в пределах искривленного участка; q — предельное сопротивление грунта поперечному перемещению трубы.

Принимая

$$k^2 = N/(EI) \quad \text{и} \quad m^2 = q/(EI), \quad (7.17)$$

получаем из (7.16)

$$y'' + k^2y = \frac{m^2}{4}\lambda x - \frac{m^2}{2}x^2. \quad (7.18)$$

Общее решение (7.18) имеет вид

$$y = A \cos kx + B \sin kx + \frac{m^2}{k^4} + \frac{m^2\lambda}{4k^2}x - \frac{m^2}{2k^2}x^2. \quad (7.19)$$

Учитывая граничные условия $x=0$, $y=y'=0$ и $x=\lambda/2$, $y=0$ получаем $k\lambda=4\pi$; $k=\sqrt{m^2/A}$; $\lambda=4\pi\sqrt{A/m^2}$. Если считать, что до потери устойчивости в трубопроводе было сжимающее усилие P , то в изогнутом после потери устойчивости участке

$$N = P + \frac{\lambda p_{\text{гр}}}{2} \sqrt{\left(\frac{p_{\text{гр}}\lambda}{2}\right)^2 + p_{\text{гр}}EFu}, \quad (7.20)$$

где $p_{\text{гр}}$ — предельное сопротивление грунта сдвигу трубопровода; u — продольное перемещение концов участка λ ,

$$u = \lambda - \int_0^{\lambda} \sqrt{1 - (y')^2} \cdot dx.$$

Подставив в (7.20) λ и k из (7.19) и N из (7.17), получим продольную силу P , при которой возможна потеря устойчивости прямолинейного трубопровода:

$$P = \frac{mEI}{\sqrt{A}} - 6,27p_{\text{гр}} \sqrt[4]{\frac{A}{m^2}} + \sqrt{40p_{\text{гр}}^2 \frac{\sqrt{A}}{m} + 68p_{\text{гр}}EF \sqrt[4]{A^7 m^2}}, \quad (7.21)$$

где A — коэффициент уравнения (7.19). Проанализируем (7.21) 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 $P = P_{\text{мин}}$. Это минимальное значение, которое назовем критической силой, определим из минимума (7.21)

$$P_{\text{кр. н}} = 4 \sqrt[11]{q^4 p_{\text{гр}}^2 F^2 E^5 I^3}. \quad (7.22)$$

Приведем пример расчета продольной устойчивости подземного трубопровода диаметром $D_{\text{н}}=122$ см, толщиной стенки $\delta=1,2$ см, расположенного на средней глубине $h=160$ см в болотистом грунте, имеющем характеристики: $\gamma_{\text{ест}}=0,015$ Н/см³, $\varphi=20^\circ$, $k_0=1$ Н/см³. По трубопроводу транспортируется продукт с давлением 7,5 МПа, температурой 50 °С. Начальная температура труб $t_0=0$ °С, т. е. положительный температурный перепад $\Delta t=50$ °С.

Определяем действующую в трубе продольную силу по формуле $P_{\text{д}}=\alpha_t EF \Delta t + 0,2\sigma_{\text{кц}}F$. По таблице прил. 2 находим $F=455$ см², $I=8,3 \cdot 10^5$ см⁴. Учитывая, что $\sigma_{\text{кц}}=pD_{\text{вн}}/2\delta=3,74 \times 10^4$ Н/см², находим при $\alpha_t=1,2 \cdot 10^{-5}$ 1/°С

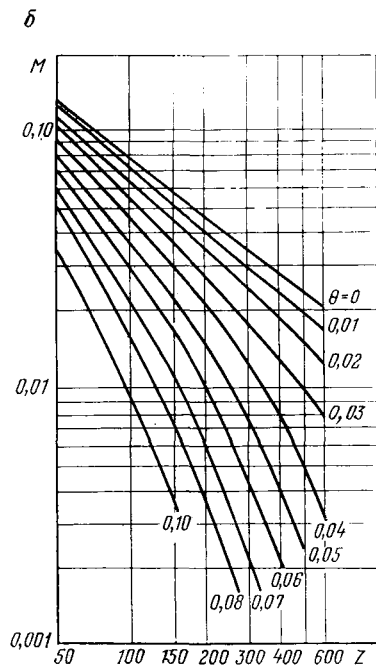
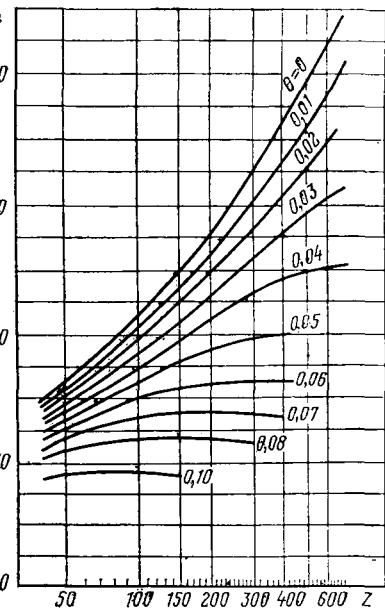
$$P_{\text{д}}=1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^7 \cdot 455 \cdot 50 + 0,2 \cdot 3,74 \cdot 10^4 \cdot 455 = 9,13 \cdot 10^6 \text{ Н.}$$

По формуле (7.15) определяем верхнюю критическую силу $P_{\text{кр. в}}=4,61 \cdot 10^7$ Н.

Для получения нижней критической силы необходимо найти $q_{\text{ср}}$ и $p_{\text{гр}}$. Среднее давление грунта $q_{\text{ср}} = \gamma_{\text{ест}} h D_{\text{н}} = 293 \text{ Н/см}$, сопротивление сдвигу $p_{\text{гр}} = q \text{tg} \varphi = 106,5 \text{ Н/см}$. По формуле (7.22) находим $p_{\text{кр. н}} = 1,96 \cdot 10^7 \text{ Н}$. Полученные данные говорят о том, что $P_{\text{кр. н}}$ и $P_{\text{кр. в}}$ больше, чем $P_{\text{д}}$, следовательно, устойчивость прямолинейного трубопровода обеспечена. Из примера видно, сколь значительной может быть разница между верхним и нижним значениями критической силы. Однако, несмотря на то, что $P_{\text{д}} < P_{\text{кр}}$, трубопроводы все же теряют продольную устойчивость. Но это происходит не на прямолинейных участках, а на искривленных.

УСТОЙЧИВОСТЬ ИСКРИВЛЕННОГО УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА

Прямолинейные участки обладают продольной устойчивостью наибольшего уровня. Искривленные участки трубопровода имеют меньший уровень продольной устойчивости, поэтому именно они и обладают наибольшей вероятностью потери устойчивости. Отметим, что понятие «устойчивость искривленного участка» трубопровода имеет несколько иной смысл, чем для прямолинейного. Допустим, что мы имеем упругоискривленный участок типа выпучины, на котором при строительстве сложилось некоторое равновесное состояние. Если после введения трубопровода в эксплуатацию в нем возникли отличные от начальных условия (изменились давление и температура), то вследствие изменения продольной силы в стенке труб искривленный участок будет испытывать действие изменяющейся продольной силы P со стороны прилегающих к нему прямолинейных участков. Повышение P по сравнению с начальным P_0 приведет к увеличению начальной стрелки прогиба f_0 , т. е. к такому изменению начального состояния искривленного участка, которое можно рассматривать как потерю устойчивости. При этом важно, какой моделью описываются свойства грунта. Если грунт считать упругим телом, то увеличение стрелки прогиба будет иметь место при любом повышении продольной силы P . Если грунт рассматривать как пластичную среду, характеризующуюся возникновением сразу полного предельного сопротивления поперечному перемещению труб в грунте, то не любое изменение усилия может вызвать поперечное перемещение искривленного участка. Будем считать такую форму потери устойчивости условной. Термин «условная потеря устойчивости» вводится нами для того, чтобы показать, что состояние трубопровода на искривленном участке остается таким же, как и начальное, т. е. искривленным, изменяются лишь длина искривленного участка и стрелка прогиба, в то время как при потере устойчивости прямолинейного участка изменяется и начальное положение: из прямолинейного оно переходит в криволинейное. Далее необходимо отметить следующее важное обстоятельство.



7.6. Номограммы для определения коэффициентов

Поперечное перемещение искривленного участка имеет ограничение, определяемое продольным перемещением труб, прилегающих к искривленному участку. Так, если допустить, что искривленный участок не может сопротивляться продольному перемещению прилегающих к нему прямых участков, то наибольшее дополнительное искривление будет определяться предельным продольным перемещением полубесконечного трубопровода. Что касается участков труб, уложенных по круговой кривой большого радиуса, то в этом случае нельзя быть уверенным в том, что трубопровод будет равномерно на всей длине кривой перемещаться в поперечном направлении. Здесь также может иметь место именно потеря устойчивости, как и при переходе из прямолинейного в искривленное состояние.

Сжимающее усилие в трубопроводе определяется по формуле

$$P_{кр} = \beta \sqrt[3]{q^2 EI}, \quad (7.23)$$

максимальный прогиб

$$f_{max} = M / \sqrt[3]{q/(EI)} \quad (7.24)$$

и минимальный радиус

$$\rho_{min} = 1/K \sqrt{q/(EI)}, \quad (7.25)$$

где ρ , M и K — коэффициенты, определяемые по графикам, приведенным на рис. 7.6, при соответствующих значениях параметров

$$Z = \sqrt{\rho_{гр} F/(qI)} : \sqrt[3]{q/(EI)}; \\ \Theta = 1/R_0 \sqrt[3]{q/(EI)}. \quad (7.26)$$

Пример. Определим нижнюю критическую силу $P_{кр.н}$ для трубопровода $D_n = 122$ см и $\delta = 1,2$ см, уложенного по кривой радиусом $1200 m = 1,2 \cdot 10^5$ см. Характеристики трубы и грунта возьмем те же, что в примере, приведенном на с. 150.

Находим z и θ по формуле (7.26): $z = 56,2$; $\theta = 0,033$. По графику (рис. 7.6, а) находим по z и θ $\beta = 15$; по рис. 7.6, б $M = 0,095$; по рис. 7.6, в $K = 0,4$. По формуле (7.23) находим нижнее значение критической продольной силы $P_{кр.н} = 1,71 \cdot 10^7$ Н, по формуле (7.24) — $f_{max} = 380$ см; по формуле (7.25) $\rho_{min} = 100$ м. Полученные значения показывают, что при $P = P_{кр}$ труба при подъеме на 380 см может потерять устойчивость и разрушиться, поскольку радиус кривизны очень мал. Из условия прочности минимальный радиус кривизны, при котором эта труба не разрушится, равен 318 м, что в 3,18 раза больше, чем ρ_{min} . Значит, продольная сила P в трубопроводе должна быть меньше, чем $P_{кр}$, т. е. P должна быть меньше $1,71 \cdot 10^7$ миним. в два раза или начальная кривизна должна иметь больший радиус.

ПРОДОЛЬНЫЕ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Влияние продольных перемещений на положение трубопровода

Продольные перемещения подземного трубопровода имеют исключительно важное значение в сохранении или изменении его положения по сравнению с первоначальным. Покажем это на

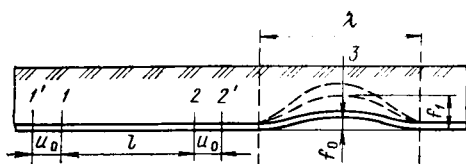


Рис. 7.7. Схема перемещения трубопровода в районе искривленного участка

нескольких характерных примерах. Вырежем из прямолинейного трубопровода в однородном грунте участок длиной l . Допустим, что его первоначальное состояние характеризуется отсутствием в трубе продольной силы, главная ось прямолинейна. Перемещений концевых сечений 1, 2 (рис. 7.7) при таком начальном условии нет. Изменение какого-либо из начальных условий, например температуры стенок труб или внутреннего давления, приведет к возникновению в трубопроводе продольной силы. Вследствие этого сечения 1 и 2 переместятся на величину u_0 в положение 1' и 2' (при условии, что за пределами участка l есть участки меньшей продольной жесткости). Следовательно, удлинение участка l приводит к изменению начального положения трубопровода, например, на каком-либо ближайшем к l упругоискривленном участке λ с начальной стрелкой прогиба f_0 . Стрелка прогиба увеличится на $\Delta f = f_1 - f_0$; в сечении 3 трубопровод может выпучиться из грунта и при некотором значении f_1 даже разрушиться.

Именно наличие по длине трубопровода участков различной продольной жесткости и неполное заземление трубопровода грунтом приводит к продольным удлинениям труб на участках меньшей жесткости и ужесточению условий их работы. К участкам меньшей (по сравнению с прямолинейными) жесткости относятся различного рода упругие искривления (см. рис. 7.7),

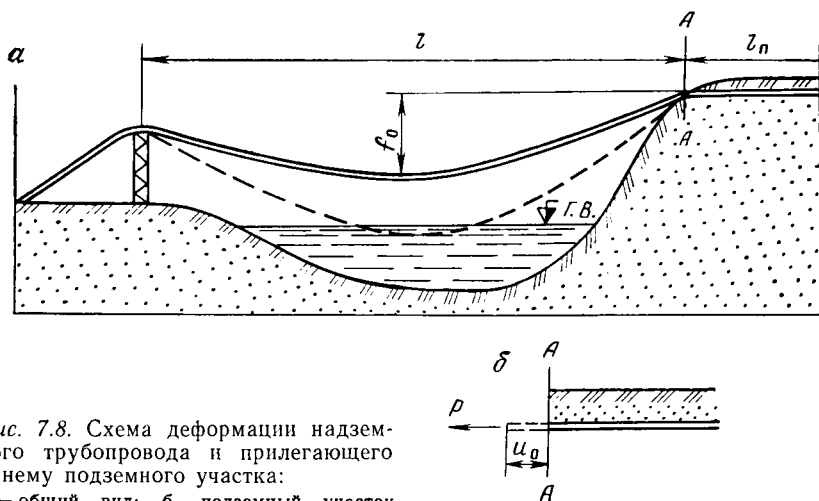


Рис. 7.8. Схема деформации надземного трубопровода и прилегающего к нему подземного участка:

а — общий вид; б — подземный участок

повороты труб в плане, по вертикали, тройниковые соединения и т. д.

Приведем пример выхода из строя перехода нефтепровода, сооруженного в виде провисающей жесткой нити через реку шириной 400 м (рис. 7.8). Начальная стрелка прогиба f_0 была определена при проектировании из расчета удлинения только провисающей части l . Постепенно трубопровод стал опускаться все ниже и, наконец, посередине пролета опустился в реку (см. рис. 7.8, пунктир). Проведенный анализ показал, что сечение А—А переместилось более чем на 50 см за счет «вытаскивания» труб на участке l_n силой P , что было достаточно для увеличения f_0 на 5,5 м. В данном случае мы имеем основной расчетный случай: перемещение полубесконечного трубопровода сосредоточенной силой P (см. расчетную схему на рис. 7.8, б). Если бы трубопровод был полностью заземлен грунтом, аварии бы не произошло. Не было бы ее и в том случае, если бы при проектировании учитывалась возможность продольного перемещения сечения А—А.

Рассмотрим пример влияния продольных перемещений на состояние газопровода с переходами в виде арок, проектирование которых также было выполнено без учета продольных перемещений (рис. 7.9). При увеличении температуры труб по сравнению с начальной на $\Delta t = t - t_0$ (t — температура перекачиваемого газа) в прилегающих к аркам прямолинейных участках l_n появилась продольная сила. Поскольку арка 1 имеет существенно меньшую продольную жесткость, чем прямолинейный трубопровод, удлинение участков l_n на величину u_0 (рис. 7.9, б) уменьшило пролет арки за счет ее сжатия на $2u_0$. Арка перешла из состояния 1 в состояние 2, прочность труб в сечении $l/2$ оказалась недостаточной и арка разрушилась.

Приведенные примеры показывают важность учета продольных перемещений. Таким образом, при анализе возможных изменений состояния трубопровода, в том числе и приводящих к аварии, прежде всего следует обращать внимание на участки меньшей (по сравнению с прямолинейным трубопроводом) продольной жесткости. При этом проверять их прочность необходимо с учетом перемещений прилегающих к ним участков

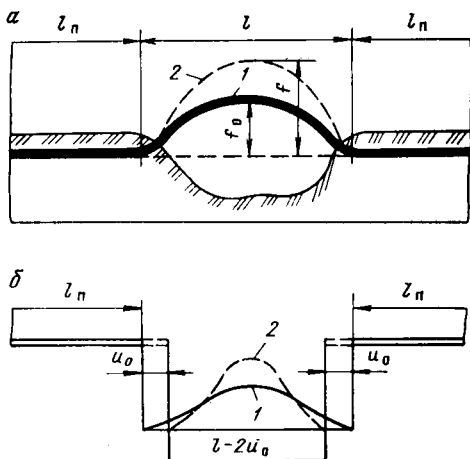


Рис. 7.9. Схема деформации арочного перехода:

а — деформации арки; б — расчетная схема

с большей продольной жесткостью, поскольку эти перемещения собираются именно на слабых участках.

Перемещение полубесконечного трубопровода

Полубесконечный трубопровод — основная схема (рис. 7.10) при расчете продольных перемещений. Если приложить к концу полубесконечного трубопровода граничную силу P_{01} , то трубы будут растягиваться и сечение $x=l_1$ выйдет из грунта на u_0 ; соответственно переместится в продольном направлении и продольное сечение x на величину $u(x)$. Наконец, на каком-то расстоянии от конца полубесконечного трубопровода перемещения затухнут. Это может быть, например, в сечении $x=0$, которое мы и взяли за начало системы координат. Ясно, что величина перемещений и закон их применения по длине l зависят от взаимодействия грунта, окружающего трубу, с поверхностью трубы.

Как показано в книге [1], перемещение конца полубесконечного трубопровода определяется для упругой связи грунта с трубой:

$$u(x) = \frac{P_{01} \operatorname{sh} \beta x}{\beta EF \operatorname{ch} \beta l_1}, \quad (7.27)$$

где l_1 — участок, на котором устанавливается упругая связь;

$$\beta = \sqrt{\pi D_n k_u / (EF)}, \quad (7.28)$$

k_u — коэффициент постели грунта на сдвиг; E — модуль упругости трубы; F — площадь сечения стенки трубы.

Наибольшее значение граничного перемещения в сечении $x=l_1$

$$P_{01 \text{ пр}} = \frac{\tau_{\text{пр}} \beta EF}{k_u} \approx \frac{P_{01}}{\beta EF} = \frac{\tau_{\text{пр}}}{k_u}, \quad (7.29)$$

где $\tau_{\text{пр}}$ — предельное сопротивление грунта на сдвиг. Наибольшее значение продольной силы P_{01} , при котором $\tau_{\text{пр}}$ возникает только в сечении $x=l_1$, определим, объединив формулы (7.27) и (7.29):

$$P_{01 \text{ пр}} = \tau_{\text{пр}} \beta EF / k_u. \quad (7.30)$$

При наличии упругой и пластичной связи

$$u_0 = \frac{\tau_{\text{пр}}}{k_u} + \frac{p_0^2 - p_{01 \text{ пр}}^2}{2EF\pi D_n \tau_{\text{пр}}}. \quad (7.31)$$

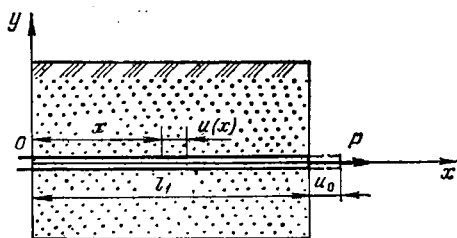


Рис. 7.10. Схема перемещения полубесконечного трубопровода

Учет упругого сопротивления

Рассмотренные перемещения при постоянной граничной силе определены в предположении, что сопротивление продольному перемещению формируется только за счет сил упругих и неупругих связей труб с грунтом. Это в идеальных условиях. Они могут иметь место только в двух случаях: конец трубы загружен и в трубопроводе имеются внутреннее давление и температурный перепад; к концу полубесконечного трубопровода приложена сосредоточенная сила. Во всех остальных случаях условно-граничное сечение труб испытывает сопротивление продольному перемещению, которое тем больше, чем выше продольная жесткость рассматриваемого участка.

Продольной жесткостью трубопровода (коэффициент упругого отпора) будем называть упругую характеристику, устанавливающую связь между перемещением конца полубесконечного трубопровода и самим перемещением:

$$\eta(x) = N(x)/u(x), \quad (7.32)$$

где $\eta(x)$ — коэффициент продольной жесткости участка трубопровода в окрестностях рассматриваемого сечения x ; N , u — соответственно продольная сила и продольное перемещение в том же сечении.

Как видно из формулы (7.32), при $u(x) \rightarrow 0$ $\eta \rightarrow \infty$, при $u(x) \rightarrow \infty$ $\eta \rightarrow 0$. Примером продольной жесткости $\eta \rightarrow \infty$ может быть прямолинейный трубопровод условно-бесконечной длины при продольной силе меньше критической, т. е. вызывающей потерю устойчивости труб. В этом случае перемещение любого сечения труб теоретически равно нулю. Примером $\eta \rightarrow 0$ является случай полубесконечного трубопровода со свободным концом, так как перемещение свободного конца труб ничем не ограничено. Промежуточные между предельными значениями продольной жесткости являются все другие значения η , определяемые в каждом конкретном состоянии. Например, линейная зависимость $N = \eta u_0$, нелинейная зависимость $N = f(\eta, u_0^n)$, где u_0 — граничное перемещение; n — показатель степени. Сопротивление продольному перемещению конца полубесконечного трубопровода учитывается в граничной продольной силе, которая принимается в виде $P = (P_0 - \eta u_0^n)$. Так как $\lim_{l \rightarrow 1} \beta = 1$, формула (7.29) с учетом продольной жесткости будет иметь вид

$$u_{01} = P_{01} / (\beta EF + \eta) \quad (7.33)$$

при линейной зависимости для η ; при нелинейной квадратичной зависимости

$$u_{01} = - \frac{\beta EF}{2\eta} + \sqrt{\left(\frac{\beta EF}{2\eta}\right)^2 + \frac{P_{01}}{\eta}};$$

при нелинейной степени зависимости

$$u_{01} = (P_{01} - \eta u_{01}^n) / (\beta EF). \quad (7.34)$$

При упругопластичных деформациях грунта и $n=1$ выражение для продольного перемещения будет иметь вид

$$u_0 = \frac{\tau_{\text{пр}}}{k_u} + \left(\frac{A}{\eta} + \frac{B}{2\eta^2} \right) - \frac{1}{2} \sqrt{\left(\frac{2A}{\eta} + \frac{B}{\eta^2} \right)^2 - \frac{4(A^2 - P_{01}^2 \text{ пр})}{\eta^2}}, \quad (7.35)$$

где $A = P_0 - \eta \tau_{\text{пр}} / k_u; \quad B = 2EF\pi D_n \tau_{\text{пр}}.$

Влияние ползучести грунта на продольные перемещения трубопровода

Рассмотренные выше перемещения трубопроводов условно можно назвать мгновенными, т. е. достигающими расчетного значения сразу же после приложения продольной силы. Перемещения трубопроводов в грунтах имеют, как правило, неустановившийся характер даже при постоянной сдвигающей нагрузке. Явление изменяющихся во времени деформаций грунта при постоянных напряжениях в механике грунтов называют ползучестью. Опыт показывает, что перемещения трубопровода при длительном воздействии нагрузки оказываются значительно большими, чем при воздействии мгновенных нагрузок. Это происходит вследствие проявления ползучих свойств грунта. В механике грунтов рассматривается ряд различных моделей ползучести. Каждая из них отличается принятием каких-либо допущений, условно описывающих характеристики ползучести. Поскольку нас интересует только ползучесть грунта при продольном перемещении, то опишем только те модели, которые могут быть использованы при расчете продольных перемещений.

Модель вязкого трения определяет касательные напряжения

$$\tau = -\eta_d \frac{dl}{dt}, \quad (7.36)$$

где η_d — динамическая вязкость грунта; e — относительная деформация. Модель далека от описания реальных свойств ползучести, и использование ее в расчетах, хотя и дает простое решение, но приводит к большой погрешности, поскольку уравнение (7.36) описывает незатухающую ползучесть, имеющую постоянную скорость.

Модель Кельвина (применительно к продольным перемеще-

ниями) позволяет описать затухающую ползучесть следующим образом:

$$e = \frac{\tau}{\pi D_n k_u} \left(1 - e^{-\frac{\pi D_n k_u}{\eta_d} t} \right). \quad (7.37)$$

Как видно из уравнения (7.37), при $t \rightarrow \infty$ деформация достигает своего наибольшего значения и стабилизируется на величине $e = \tau / \pi D_n k_u$.

Модель наследственной теории ползучести позволяет найти деформации ползучести от нагрузки, приложенной в момент времени с учетом касательных напряжений в грунте, существовавших до приложения данной нагрузки. Уравнение деформаций грунта с учетом ползучести имеет вид

$$e(t) = \frac{\tau(t)}{\pi D_n k_u} + \int_0^t K(t-t_0) \tau(t_0) dt, \quad (7.38)$$

где $K(t-t_0)$ — ядро ползучести, характеризующее скорость ползучести при постоянном напряжении в грунте.

Особенностью моделей (7.36) — (7.38) является то, что деформации грунта рассматриваются вне связи их с деформациями трубопровода, имеющими четко выраженный упругий характер. Поэтому предельные деформации труб при действии растягивающих усилий ограничивают и предельные деформации грунта, даже обладающего свойством ползучести. Как показали опыты, проводившиеся по ползучести грунтов при продольных перемещениях труб, наблюдаются два основных вида ползучести — затухающая и незатухающая.

На рис. 7.11 изображены кривые ползучести при продольных перемещениях труб u . Кривая 1 характеризует затухающую ползучесть, при которой грунт «ползет» при постоянном сдвигающем усилии только в период времени $0-t_1$ (участок кривой $0-a$). Кривые 2 и 3 иллюстрируют незатухающую ползучесть, т. е. грунт «ползет» при постоянном сдвигающем усилии неограниченное время. Естественно, что и деформация ползучести при этом может быть неограниченной. Отметим далее, что на участках $0-a$, $0-b$, $0-v$ ползучесть неустановившаяся, т. е. имеет переменную скорость, а на участках далее точек a , b , v — установившаяся, т. е. грунт ползет с постоянной скоростью. Это очень важное обстоятельство, позволяющее при определении ползучих перемещений пользоваться простыми зависимостями. Одной из основных характери-

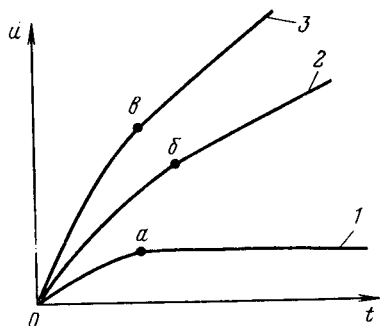


Рис. 7.11. Кривые ползучести

дет к полному использованию упругих свойств грунта. Конеч трубопровода в сечении $x = l_1 + l_{пл}$ переместится на величину

$$u_{пр} = \frac{P_0 (l_{пл} + l_1 - x_2) - \pi D_H \tau_{пр} l_{пл} (l_1 - x_2)}{EF} + u_{пол}(x_2), \quad (7.39)$$

где $u_{пол}$ — перемещения на участке x_2 , определяемые упругими и ползучими деформациями грунта.

Используя для описания ползучих свойств грунта зависимость (7.37) при $t \rightarrow \infty$, получим

$$u_{пол}(x_2) = \int_{x_1}^{x_2} \epsilon dx + \tau_{пр}/k_u.$$

Если принять в пределах участка x_2 среднее значение касательных напряжений $\tau_{ср}(x_2)$ (см. рис. 7.12), то перемещение

$$u_{пол}(x_2) = \frac{\tau_{ср}(x_2)(x_2 - x_1)}{\pi D_H k_u} + \frac{\tau_{пр}}{k_u}. \quad (7.40)$$

Расстояния x_1 , x_2 можно найти по формулам

$$x_1 = \frac{1}{\beta} \operatorname{Arsh} \left(\frac{\tau_1 \beta EF}{k_u P_{01 пр}} \operatorname{ch} \beta l_1 \right); \quad (7.41)$$

$$x_2 = \frac{1}{\beta} \operatorname{Arsh} \left(\frac{\tau_{lim} \beta EF}{k_u P_{01 пр}} \operatorname{ch} \beta l_1 \right). \quad (7.42)$$

Можно использовать для определения $u_{пол}(x_2)$ и уравнение перемещений с учетом ползучести, полученное нами на основании экспериментальных данных:

$$u_{пол}'(x_2) = k_1 (\tau_1 + M \operatorname{sh} \beta x)^{n_1} + k_2 (\tau_2 + M \operatorname{sh} \beta x)^{n_2}, \quad (7.43)$$

где k_1 , k_2 , n_1 , n_2 — коэффициенты, определяемые опытным путем на коротких отрезках труб.

Нестабилизированные ползучие перемещения. Под нестабилизированными будем понимать перемещения, определяемые ползучестью грунта в момент времени $t > 0$. Для определения нестабилизированных перемещений на участке $l_{пл}$ можно использовать зависимость (7.36). Продольное перемещение конца участка $l_{пл}$ только за счет ползучести будет

$$u_{пол}(l_{пл}) = \frac{\tau_{пр}}{\eta} l_{пл} t.$$

Величина $u_{пол}(l_{пл})$ не может быть больше, чем позволяют упругие свойства материала труб, т. е.

$$u_{пол}(l_{пл}) \leq \frac{(P_0 - P_{01 пр}) l_{пл}}{EF} = u_{пл}(l_{пл}). \quad (7.44)$$

Полное перемещение трубопровода в сечении $x=l_1+l_{\text{пл}}$ складывается из перемещений участков l_1 и $l_{\text{пл}}$, т. е. в момент времени t

$$u_{\text{пол}}(t) = \frac{\tau_{\text{пр}}}{k_u} + \frac{P_0^2 - P_{01 \text{ пр}}^2}{2\pi D_{\text{н}} \tau_{\text{пр}} E F} + u_{\text{пл}}(l_{\text{пл}}) + e x_2, \quad (7.45)$$

где перемещение $u_{\text{пл}}(l_{\text{пл}})$ определяется по формуле (7.44), а деформация e — по формуле (7.37). Наибольшее значение $u_{\text{пол}}(t)$ не может быть выше, чем $u_{\text{пр}}$, определяемое по формуле (7.39).

В заключение необходимо отметить, что характеристики ползучести можно получить только опытным путем. Однако эти опыты требуют очень длительного времени. Поэтому при необходимости можно пользоваться формулой (7.45) с учетом (7.37), в которой вязкость η_d определяется довольно просто, например, по методу кольца и шара. Что касается предельных ползучих перемещений, то задача существенно упрощается введением условий, определяемых упругими свойствами трубопровода.

Расчетные характеристики грунтов. Примеры расчета продольных перемещений

Расчетные характеристики грунтов. Для определения продольных перемещений трубопроводов необходимо иметь следующие физико-механические характеристики грунтов. Коэффициент постели грунта при сдвиге k_u численно равен сдвигающему напряжению τ , которое вызывает продольное перемещение единичной величины. Так, при $k_u=1$ Н/см³ перемещение в 1 см вызывает касательное напряжение $\tau=1$ Н/см². Обработка результатов многочисленных опытов показывает, что k_u зависит от вида грунта, его состояния и толщины слоя грунта, окружающего трубу. Это обстоятельство можно пояснить с помощью рис. 7.13. К трубопроводу диаметром $D_{\text{н}}$ приложена продольная сила P_0 . Допустим, что материал труб нерастяжим;

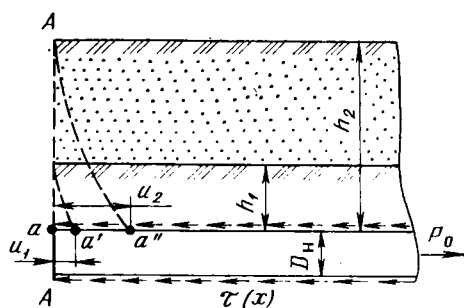


Рис. 7.13. Схема деформации грунтовой засыпки

по всей длине поверхности труб возникают одинаковые касательные напряжения τ . До приложения нагрузки какая-то точка a находилась на вертикальной линии $A-A$. После приложения P_0 труба переместится вперед на величину u , которая будет зависеть от толщины слоя грунта h . Так, при $h=h_1$ $u=u_1$, а при $h=h_2$ $u=u_2$. При этом для совершенно

Таблица 7.1. Значение коэффициента постели грунта при сдвиге

Грунт	k_u , Н/см ³	Грунт	k_u , Н/см ³
Песок средней плотности	8	Глина мягкопластичная	1,5
Супесь	5	Торф:	
Суглинок	4	сухой	0,5
Глина тугопластичная	2	влажный	1

одинаковых грунтов $u_2 > u_1$, поскольку $h_2 > h_1$. Учитывая линейный характер зависимости касательных напряжений и перемещений, можно использовать для определения k_u следующую формулу:

$$k_u(h_2) = \psi k_u(h_1) h_1/h_2, \tag{7.46}$$

где $k_u(h_1)$ — коэффициент постели при толщине слоя грунта h_1 ; ψ — коэффициент трансформации, принимаемый в зависимости от h_1/h_2 :

h_1/h_2	1,0	0,8	0,6	0,5 и менее
ψ	1,0	0,9	0,8	0,75

По формуле (7.46) можно найти k_u для любого значения h_2 , имея при этом хотя бы одно значение k_u для h_1 . Лучше всего его определить опытным путем. При отсутствии опытных данных можно использовать ориентировочные значения k_u , полученные при толщине слоя грунта 1 м (табл. 7.1).

Предельные касательные напряжения $\tau_{пр}$. Они зависят от вида, состояния грунта и средней глубины заложения труб в грунте. Сопротивление грунта сдвигу определяется по формуле Кулона $\tau_{пр} = \sigma \operatorname{tg} \varphi + c$, где σ — нормальное напряжение; φ — угол внутреннего трения грунта; c — сцепление грунта. Таким образом, от того, насколько правильно определено σ , зависит и действительное $\tau_{пр}$. Были проведены опыты с трубами диаметром от 300 до 1400 мм, которые четко показали, что можно принимать в расчетах $\sigma = q_{ср} = \gamma_{ест} h$ и соответственно

$$\tau_{пр} = \gamma_{ест} h_{ср} \operatorname{tg} \varphi + c, \tag{7.47}$$

где $\gamma_{ест}$ — удельный вес грунта в естественном состоянии; $h_{ср}$ — средняя глубина заложения трубопровода (см. рис. 7.13).

Величина $h_{ср}$ не может быть больше, чем высота свода обрушения $h_{св}$, определяемая по М. Протодьяконову, $h_{св} = L/f_{кр}$, где $L = D_n [1 + 2 \operatorname{tg} (45^\circ \varphi/2)]$; $f_{кр}$ — коэффициент крепости грунта (табл. 7.2). Значения φ и c определяются испытанием грунта на сдвиг в сдвижном приборе (ГОСТ 12248—78). При отсутствии этих данных можно воспользоваться ориентировочными расчетными значениями φ и c , приведенными в табл. 7.2.

Характеристики ползучести. В зависимости от расчетной модели грунта необходимо иметь η_d в формулах (7.36) и (7.37)

Таблица 7.2. Значения коэффициента крепости $f_{кр}$, угла внутреннего трения φ (в градусах) и сцепления c (в Н/см²)

Вид грунта	Параметры	Коэффициент пористости e			
		0,45	0,55	0,56	0,75
Песок средней крупности	φ	36	32	31	—
	c	0,2	0,1	0,1	—
	$f_{кр}$	0,8	0,8	0,8	0,8
Песок мелкий	φ	32	31	29	26
	c	0,4	0,2	0,1	—
	$f_{кр}$	0,6	0,6	0,5	0,5
Супесь	φ	27	26	25	19
	c	1	0,6	0,5	0,2
	$f_{кр}$	0,5	0,5	0,5	0,4
Суглинок	φ	21	20	19	18
	c	2,6	2,2	1,8	1,2
	$f_{кр}$	0,8	0,8	0,6	0,6
Глина	φ	—	—	16	11
	c	—	—	3,8	3,3
	$f_{кр}$	1	1	0,8	0,8
Болотистый грунт	$f_{кр}$	—	0,3	—	—

или так называемую меру ползучести K в уравнении (7.38). Если использовать уравнение (7.43), то необходимы данные о коэффициентах k_1 , k_2 , n_1 и n_2 . Как уже отмечалось, все характеристики получают экспериментально. Эти эксперименты требуют весьма длительного времени проведения. Что касается динамической вязкости η_d , то она сравнительно просто определяется по известному методу кольца и шара или на сдвижном приборе. При определении η_d на сдвижном приборе коэффициент вязкости получают по формуле $\eta_d = \tau h / v$, где τ — измеренные в условиях опыта касательные напряжения; h — свободная высота образца, v — скорость смещения срезаемой части образца.

Опытами установлено, что значение η_d глинистых грунтов в тугопластичной и мягкой консистенциях колеблется в пределах 10^6 — 10^9 Н·с/см². При очень мягкой и текучей консистенции оно составляет 10^{-10} — 10^{-12} Н·с/см². Столь широкий диапазон изменений свидетельствует о необходимости определения характеристик ползучести для конкретных грунтов опытным путем.

Примеры расчета продольных перемещений. Во всех примерах примем следующие исходные данные: наружный диаметр труб $D_n = 122$ см, толщина стенки труб $\delta = 1,2$ см, площадь сечения стенки трубы $F = 455$ см², момент инерции $I = 8,3 \cdot 10^5$ см⁴, момент сопротивления $W = 1,36 \cdot 10^4$ см³, площадь поперечного сечения трубы $\Phi = 1,012 \cdot 10^4$ см², модуль упругости металла $E = 21 \cdot 10^6$ Н/см², сила тяжести единицы длины труб $q_{тр} = 35,8$ Н/см, давление продукта в трубе $p = 50$ МПа, начальная температура стенки труб $t_0 = 0$ °С.

Пример 1. (Основной расчетный случай).

Полубесконечный трубопровод, температура которого составляет в рассматриваемый момент времени $t = 30$ °С, расположен в глинистом заторфо-

ванном грунте мягкой консистенции на средней глубине $h_{cp}=150$ см. Требуется найти продольное перемещение конца трубопровода u_0 , находящегося под воздействием внутреннего давления p и температурного перепада $\Delta t = t - t_0$. Расчетная схема трубопровода показана на рис. 7.10. Продольное перемещение находим по формуле (7.31), предварительно определив недостающие составляющие этой формулы: $\tau_{пр}$, P_0 , $P_{01 пр}$. Предельное касательное напряжение $\tau_{пр}$ находим по формуле (7.47); недостающие характеристики грунта $\gamma_{ест}$, φ и c необходимо определить лабораторным путем. Примем φ и c , используя ориентировочные данные табл. 7.2: $\gamma_{ест}=0,017$ Н/см³, $\varphi=11^\circ$, $c=3,3$ Н/см². По формуле (7.47) $\tau_{пр}=0,017 \cdot 150 \cdot 0,2 + 3,3 = 3,8$ Н/см².

Коэффициент постели грунта при сдвиге примем по табл. 7.2: $k_u = 1,5$ Н/см³. Граничное значение продольной силы найдем по формуле

$$P_{01} = p\Phi + \alpha_t E F \Delta t, \quad (7.48)$$

где α_t — коэффициент линейного расширения материала труб; для металла $\alpha_t = 1,2 \cdot 10^{-5}$ 1/°С. Подставляя в формулу (7.48) необходимые данные, получаем $P_{01} = 500 \cdot 1 \cdot 0,12 \cdot 10^4 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 21 \cdot 10^6 \cdot 455 \cdot 30 = 8,49 \cdot 10^6$ Н. Предельную силу $P_{01 пр}$ найдем по формуле (7.30), где β определяется по формуле (7.28)

$$\beta = \sqrt{\frac{3,14 \cdot 122 \cdot 1,5}{21 \cdot 10^6 \cdot 455}} = 0,25 \cdot 10^{-3} \text{ 1/см.}$$

Подставив значение β в (7.29), получим $P_{01 пр} = 6,05 \cdot 10^6$ Н.

По формуле (7.31) искомое перемещение составит

$$u_0 = \frac{3,8}{1,5} + \frac{8,49^2 \cdot 10^{12} - 6,05^2 \cdot 10^{12}}{2,21 \cdot 10^6 \cdot 455 \cdot 3,14 \cdot 122 \cdot 3,8} = 2,53 + 1,28 = 3,81 \text{ см.}$$

Таким образом, мгновенное перемещение конца полубесконечного трубопровода в рассмотренных условиях составит 3,81 см.

Пример 2. Определим $u_{пр}$ (условия см. в примере 1) с учетом ползучести грунта (в этом и последующих примерах цифровые расчеты не приводятся). Будем считать, что трубопровод должен работать время, достаточное для полного проявления ползучести. Это позволяет воспользоваться уравнением (7.39), в котором перемещение $u_{пол}(x_2)$ находим по формуле (7.40).

В формуле (7.39) названа длина участка x_2 . Найти ее можно, построив эпюру $\tau=f(x)$ и графически определив сечение x_2 , где $\tau \leq \tau_{lim}$ можно получить аналитически по формуле (7.42).

В формуле (7.42) неизвестны τ_{lim} и l_1 . Для определения τ_{lim} можно воспользоваться следующим соотношением $\tau_{lim}/\tau_{пр}$:

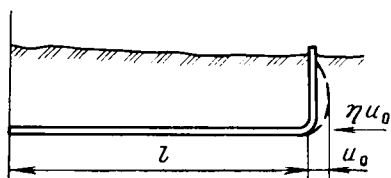
Суглинок	0,75
Глина с примесью песка	0,7
Глина тугопластичная с примесью песка	0,7
Глина мягкопластичная влажная	0,6

В рассматриваемом примере грунт — глина мягкопластичная, $\tau_{lim} = \tau_{пр} \cdot 0,6 = 2,28$ Н/см². Что касается определения l_1 , то ее можно принять $3,5/\beta$. Учитывая, что β найдено в примере 1 и равно $0,25 \cdot 10^{-3}$ 1/см, находим $l_1 = 1,4 \cdot 10^4$ см. Подставляя далее в (7.42) необходимые значения величин, получаем $x_2 = 1,18 \cdot 10^4$ см. По формуле (7.41), приняв $\tau_1 = 0,6 \tau_{lim}$, находим $x_1 = 1,01 \cdot 10^4$ см. Далее, приняв $\tau_{cp} = 0,7 \tau_{lim} = 1,6$ Н/см², находим по формуле (7.40) $u_{пол}(x_2) = 7,26$ см. В выражении (7.39) осталось неизвестным только $l_{пл}$. Его мы находим по формуле

$$l_{пл} = \frac{P_0 - P_{01 пр}}{\pi D_H \tau_{пр}}.$$

Подставив в нее необходимые составляющие, получим $l_{пл} = 1,67 \cdot 10^3$ см. По формуле (7.39) находим предельное значение продольного перемещения

а



б

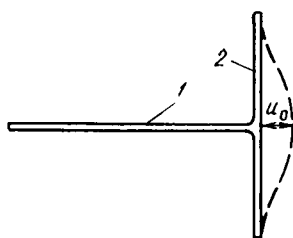


Рис. 7.14. Примеры перемещения труб:

а — угол поворота; б — тройник

конца трубопровода с учетом ползучести грунта $u_{пр}=10,14$ см. Сравним мгновенные перемещения u_0 (см. пример 1) и $u_{пр}$, видим, что учет ползучести грунта приводит к увеличению перемещения конца трубопровода в 2,66 раза. Следует отметить, что нарастание перемещений за счет ползучести происходит очень медленно. Это важно иметь в виду при проектировании и эксплуатации трубопроводов.

Пример 3. Определить продольное мгновенное перемещение конца полубесконечного трубопровода, испытывающего упругий отпор перемещению по линейному закону. Такой случай может иметь место, например, при повороте трубопровода в вертикальной или горизонтальной плоскости (рис. 7.14). Грунт препятствует продольному перемещению по закону ηu_0 , и действительное значение растягивающей силы определяется как $P_d = P_0 - \eta u_0$, где η — коэффициент упругого отпора перемещающемуся концу трубопровода. В рассматриваемом примере, приняв упругую модель грунта, коэффициент отпора $\eta = k_0 \Phi$, где k_0 — коэффициент постели грунта при сжатии (табл. 7.3); Φ — площадь опирания конца трубопровода о грунт.

Пусть сечение $x=l$ расположено в свеженасыпанном песке с $k_0=5$ Н/см³. Площадь опирания равна площади сечения трубы, т. е. $\Phi=1,012 \cdot 10^4$ см². При этом $\eta=5,06 \cdot 10^4$ Н/см. Как и в предыдущих примерах, $P_0=8,49 \cdot 10^6$ Н; $P_{01 пр}=6,05 \cdot 10^6$ Н; $\beta=0,25 \cdot 10^{-3}$ 1/см; $\tau_{пр}=3,8$ Н/см²; $k_u=1,5$ Н/см³. Граничное перемещение u_0 находим по формуле (7.34), вычислив предварительно A и B по формуле (7.35): $A=8,36 \cdot 10^6$; $B=2,78 \cdot 10^{13}$. По формуле (7.34) $u_0=3,73$ см.

Принятое в качестве упругого отпора сопротивление слабого свеженасыпанного песка по торцу трубы приводит к уменьшению перемещения по сравнению со свободным концом (пример 1) на 0,08 см. При более значительном отпоре например, за счет специального опорного устройства, разница будет большей.

Пример 4. Определить перемещение трубопровода 1, соединенного с трубопроводом 2 (рис. 7.14, б) и расположенного в песчаном грунте.

Таблица 7.3. Коэффициент постели грунта при сжатии

Грунт	k_0 , Н/см ³	Грунт	k_0 , Н/см ³
Торф влажный	0,5—1	Песок слежавшийся	5—30
Плыун	1—5	Глина тугопластичная	5—50
Глина размягченная	1—5	Гравий	10—50
Песок свеженасыпанный	2—5		

Перемещение u_0 находим по формуле (7.34), как и в предыдущем примере. Значение упругого отпора перемещения найдем, рассматривая трубопровод 2 как балку в упругой грунтовой среде:

$$\eta = 2k_0 D_H / \alpha, \quad (7.49)$$

где $k_0 = 5 \text{ Н/см}^3$ (по табл. 7.2),

$$\alpha = \sqrt[4]{k_0 D_H / (4EI)}. \quad (7.50)$$

Подставив в (7.50) значение величин, находим $\alpha = 1,72 \cdot 10^{-3} \text{ 1/см}$. По формуле (7.49) $\eta = 7,09 \cdot 10^5 \text{ Н/см}$, т. е. в 14 раз больше, чем в предыдущем случае.

Прежде чем определить по формуле (7.34) u_0 , нужно по формуле (7.33) найти u_0 и сравнить его с $u_{\text{пр}} = \tau_{\text{пр}} / k_u$. Если окажется, что $u_{01} \leq u_{\text{пр}}$, то расчет по формуле (7.34) не требуется, так как участок $l_{\text{пл}}$ не образуется. При $u_{01} > u_{\text{пр}}$ его необходимо определить по формуле (7.33). Выполняя вычисления, находим

$$u_{01} = \frac{P_0}{\beta EF + \eta} = \frac{8,49 \cdot 10^6}{0,25 \cdot 10^3 \cdot 21 \cdot 10^6 \cdot 455 + 7,09 \cdot 10^5} = 2,74 \text{ см.}$$

По формуле (7.29) $u_{01 \text{ пр}} = 2,53 \text{ см}$. Поэтому граничное перемещение следует определять по формуле (7.34). Выполнив вычисления, получим $u_0 = 2,75 \text{ см}$.

Сравнив мгновенные перемещения в примерах 1, 3 и 4, имеем $u_0 = 3,81 \text{ см}$ (свободный конец трубы), $u_0 = 3,73 \text{ см}$ ($\eta = 5,06 \cdot 10^4 \text{ Н/см}$), $u_0 = 2,75 \text{ см}$ ($\eta = 7,09 \cdot 10^5 \text{ Н/см}$). Эти данные наглядно иллюстрируют важность учета упругого отпора. Наконец, пример 2 показывает исключительное значение учета ползучести грунта.

Возвращаясь к примеру 4, определим силу, с которой трубопровод 1 действует на трубопровод 2:

$$P_d = P_0 - \eta u_0 = 8,49 \cdot 10^6 - 7,09 \cdot 10^5 \cdot 2,75 = 6,54 \cdot 10^6 \text{ Н.}$$

Упругий изгиб трубы 2 уменьшает действие продольной силы со стороны трубы 1.

Глава 8

КЛАССИФИКАЦИЯ МЕСТНОСТИ.

СТРОИТЕЛЬСТВО В НОРМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ

УСЛОВИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА И КЛАССИФИКАЦИЯ МЕСТНОСТИ

Линейное строительство, к которому относится и строительство трубопроводов, обладает одной важной особенностью — разнообразием и изменчивостью характеристик местности (топографических, ландшафтных, грунтовых, гидрогеологических, гидрологических, климатических) вдоль трассы трубопровода, требующих применения различных технологических схем и технологии строительства. Причем это изменение может быть настолько существенным, что требует либо полного технического переоснащения строительных подразделений, либо использования специализированных подразделений, выполняющих определенный вид работ. При составлении проекта производства работ и организации строительства весьма важно отметить достаточно четкую классификацию условий строительства и набора технологических схем и технологических приемов производства работ в различных природно-климатических условиях.

Все многообразие природных условий разделено на шесть групп: освоенные равнины, пустыни, болота, вечномерзлые грунты, горы, водные преграды. Каждая из этих групп требует применения особой технологии строительства, специальной техники, без применения которой строительство становится если не невозможным, то совершенно нетехнологичным. Следует отметить, что на болотах, вечномерзлых грунтах и в пустынях в некоторых условиях возможно применение тех же технологических схем, что и на освоенных равнинах. Например, промерзшие болота можно рассматривать как равнину, сложенную на некоторую глубину мерзлым грунтом. Однако в летне-осенний период работа обычной техники на них практически невозможна. В летний период и вечномерзлые грунты оттаивают, что делает их непроходимыми. Поэтому отнести эти равнинные местности к освоенным и пригодным для круглогодичной работы равнинам нельзя.

Приведем краткую характеристику групп местности и классификацию, детализирующую каждую из них.

Группа 1 — 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 $8-10^\circ$. 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 обходят на безопасном расстоянии. Равнинные участки сложены грунтами, различающимися как по составу, так и по их разработке. Широко распространены пески, супеси, глины, галька, гравий, реже — известняки, скальные грунты. Магистральные трубопроводы часто прокладывают на равнинных участках, покрытых лесом. Поэтому можно рассматривать равнины двух видов: с лесом и без леса. К первому виду относятся участки с лесом средней крупности и средней густоты. Еще одним важным фактором, определяющим некоторые особенности прокладки трубопроводов на равнинах, является уровень грунтовых вод. Если он выше отметки низа трубы, то будем называть его высоким. Если уровень ниже отметки низа трубы — низким.

Группа 2 — пустыни

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

Группа 3 — болота

Болотом называются избыточно увлажненные участки земной поверхности, покрытые слоем торфа мощностью от 0,5 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, в слое торфа или по минеральному дну.

Группа 4 — 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 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, образование наледи. В зависимости от состава и толщины растительного слоя, толщины снежного покрова, продолжительности солнечного излучения мощность деятельного слоя в различных районах может значительно изменяться. Ниже деятельного слоя залегают грунты, представляющие твердую монолитную массу, способную выдержать большие нагрузки. При воздействии на эти грунты положительных температур 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 вечномерзлых грунтов для строительства линейной части трубопроводов, как и для большинства инженерных сооружений, удобнее всего оценивать по степени просадочности мерзлых грунтов после оттаивания.

Группа 5 — 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. 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 скорости течения реки, характеризующей интенсивность ее переформирования. На основании анализа материалов по обследованию большого числа переходов нами разработана следующая классификация водных преград.

I категория — участки, на которых глубинные переформирования русла не превышают 1 м, а плановые — 2—3 м. К этой

категории относятся мелкие реки (шириной до 50 м) ленточно-грядового, осередкового и побочневого 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 побочневого 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 типов меандрирования и пойменной многоруканности 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 — 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).

Группа 6 — горы

К горам относится местность, имеющая продольные и поперечные уклоны более 10°. Подобное деление позволяет разграничить сооружение трубопроводов на работу в условиях, не требующих крепления техники, и работу в условиях, когда крепление механизмов обязательно. Вид разрабатываемого грунта и его 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 преодолеть горный участок с продольным уклоном (перпендикулярно к горизонталям местности) и по косогору (участки местности с продольным и поперечным уклонами).

Более детальное разделение каждой из групп местности приведено в прил. 2. Категории местности, приведенные в этом приложении, используются при проектировании и разработке типовых технологических схем строительства.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ СТРОИТЕЛЬСТВА ТРУБОПРОВОДОВ В НОРМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ

Строительство трубопровода на равнинной местности (группа 1), сложенной плотными грунтами, осуществляется наиболее просто по сравнению со строительством на местности остальных групп. Особенностью линейной технологии на равнинах является то, что все виды работ по строительству трубопровода выполняются строительными подразделениями, перемещающимися вдоль трассы трубопровода, в определенной последовательности. Для отдельных видов работ, являющихся обязательным звеном в цепи последовательно выполняемых работ (составляющих в целом процесс линейного строительства), применяются следующие наименования этих подразделений: изоляционно-укладочная колонна, землеройная колонна, сварочно-монтажная бригада, бригада (колонна) подготовки трассы, бригада (колонна) опережающей подготовки переходов и т. д.

Технологическая последовательность и взаимосвязь отдельных операций линейного строительства изображена на рис. 8.1.

Рытье траншей и сварка труб в нитку могут выполняться как параллельно, так и последовательно (рытье траншей опережает сварку труб в нитку, или наоборот). Остальные операции выполняются последовательно вплоть до получения готового к эксплуатации трубопровода с электрохимической защитой, которая может сооружаться как в процессе основного линейного строительства, так и до его начала. Часто электрохимическую защиту сооружают после окончания всех видов работ. Это недопустимо, так как при отсутствии электрохимической защиты в первое после сдачи в эксплуатацию время начинают интенсивно образовываться очаги коррозии, которые продолжают действовать даже после устройства электрохимической защиты.

Рассмотрим основные элементы линейной технологии строительства.

Подготовка трассы

Под подготовкой трассы понимается приведение ее в такое состояние, при котором возможно осуществление всех остальных технологических операций. Подготовка проводится вдоль всей трассы в полосе, ширина которой нормируется строительными нормами СН 452—73 (табл. 8.1).

Следует иметь в виду, что данные таблицы характеризуют предельную ширину полосы отвода земель для строительства.

При подготовке трассы к работе основных строительных подразделений наиболее важными являются три вида работ — вырубка леса, если он имеется в полосе отвода, создание начального профиля трассы и устройство проезда вдоль трассы. Под

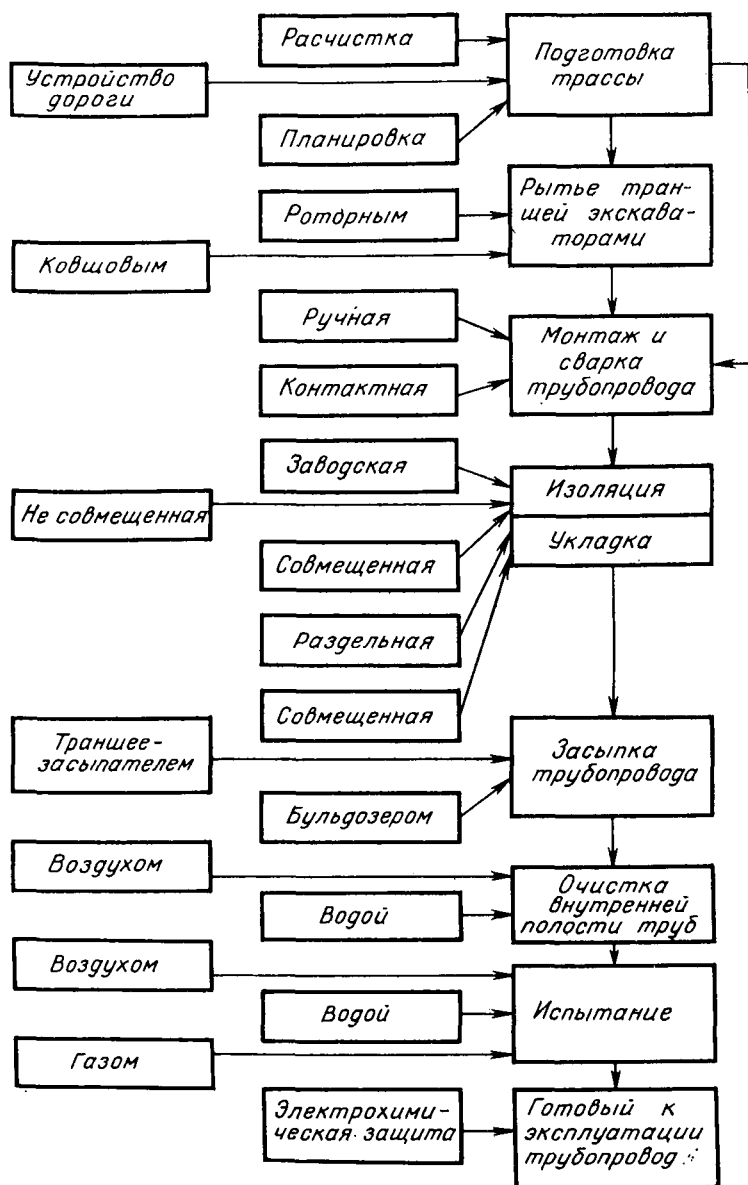


Рис. 8.1. Структурная схема строительства линейной части в нормальных условиях

Таблица 8.1. Ширина полосы отвода земли для строительства, м

Диаметр трубопровода 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

начальным профилем трассы понимается поверхность грунта вдоль трассы, спланированная таким образом, что по ней могут безостановочно двигаться основные строительные подразделения. На рис. 8.2 показаны естественный профиль 1, начальный профиль 2 и профиль трубопровода 3. Объем земляных работ при начальном профилировании на некоторых участках трассы может быть больше, чем при рытье траншей. Это наглядно можно видеть из рис. 8.2 (сечение А—А), где приходится срезать значительно больший объем грунта, чем при рытье траншей.

Рытье траншей экскаваторами

Рытье траншей производится роторными или ковшовыми экскаваторами периодического действия. В плотных грунтах наиболее эффективны роторные экскаваторы, производительность которых составляет $P=60qnk_p k_n k_v$, где q — объем одного ковша;

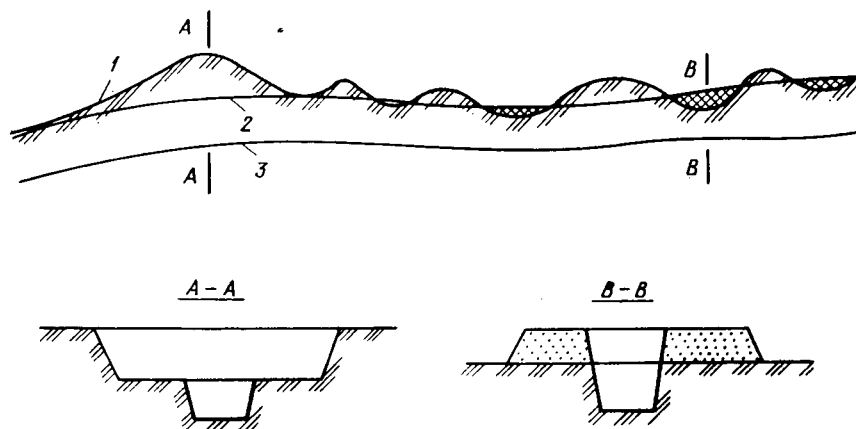


Рис. 8.2. Схема выравнивания профиля при подготовке трассы

n — число ковшей, разгружающихся в минуту; k_p — коэффициент рыхления, принимаемый равным 0,65 — для тяжелой глины, 0,75 — для суглинка, 0,9 — для супеси; k_n — коэффициент наполнения ковша, принимаемый равным 0,7 — для глин, 0,8 — для суглинка, 0,9 — для супеси; k_v — коэффициент использования рабочего времени (0,6—0,8).

Производительность одноковшовых экскаваторов определяется по аналогичной формуле: $\Pi = 60 q n k_p k_n k_v$, где n — число циклов копания в минуту; $k_n = 0,95$ — коэффициент потерь времени на передвижение; k_v — коэффициент организационных потерь времени при эксплуатации экскаватора.

Траншея, подготовленная роторным экскаватором (рис. 8.3), имеет ровно спланированное дно, что исключает сосредоточенные участки давления на изоляцию трубы и способствует лучшему сохранению изоляции при укладке трубопровода.

Монтаж и сварка трубопровода

Сварка трубопровода вдоль трассы может выполняться как до рытья траншеи, так и вслед за рытьем. Трубопровод в условиях равнинной местности монтируется из секций, состоящих из двух—четырех труб, свариваемых на трубосварочных базах (ТСБ) (рис. 8.4) и доставляемых к месту монтажа плетевозами. Сборка трубопровода из одиночных труб осуществляется в исключительных случаях, когда по каким-либо обоснованным причинам доставка секций труб к месту работ невозможна.

Рассмотрим процесс сборки и сварки трубопровода.

Схема 1 (рис. 8.5). Трубопровод наращивается из отдельных двух-, трех- или четырехтрубных секций диаметром 1220—1420 мм. Стыки свариваются ручной электродуговой сваркой. Весь технологический процесс выполняется движущейся сварочно-монтажной бригадой на участке длиной 300—350 м (8—9 секций). Как видно из рисунка, бригада ведет работу одновременно на девяти стыках. На первом стыке выполняются зачистка кромок и строповка, на втором — центровка, подогрев стыка газовыми горелками, сварка корневого слоя (рис. 8.6), на третьем — шлифовка и горячий проход, на четвертом — восьмом стыках — зачистка и сварка заполняющих слоев (рис. 8.7), на девятом — сварка облицовочного слоя. Циклограмма этих работ изображена на рис. 8.8, где обозначены: 1 — сварка облицовочного слоя; 2 — сварка заполняющих слоев; 3 — зачистка швов; 4 — горячий проход; 5 — шлифовка стыка; 6 — сварка корневого слоя; 7 — подогрев стыка газовыми горелками; 8 — центровка; 9 — строповка секций и зачистка кромок труб. Время переходов на рисунке показано штриховкой. Эта технология требует тщательной координации действий всех членов бригады, состоящей из 35—40 человек, в том числе 17—18 сварщиков. Широкое применение описанной технологии на производстве по-

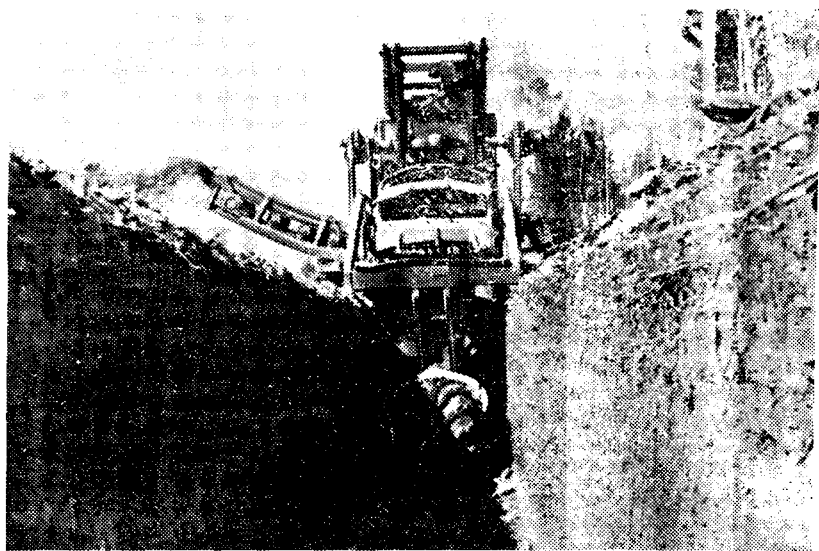
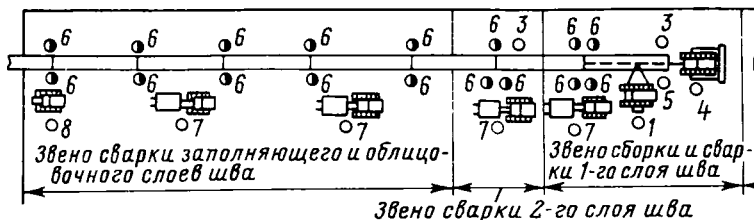


Рис. 8.3. Рытье траншеи роторным экскаватором



Рис. 8.4. Трубосварочная база

а



б

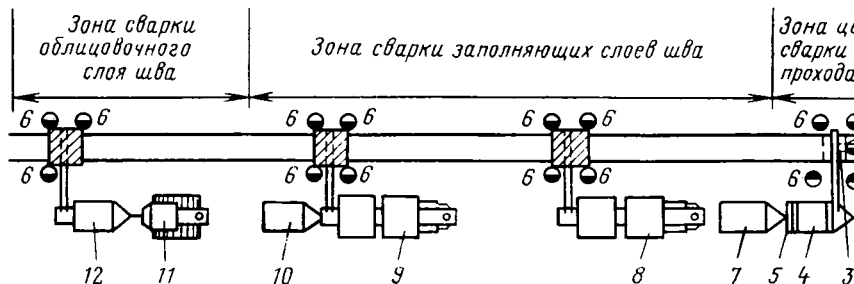


Рис. 8.5. Схема сварочно-монтажных работ:

а — по ускоренной технологии; 1 — машинист трубоукладчика; 2 — такелажник; 3 — слесарь; 4 — электросварщик; 5 — бригадир; 6 — электросварщик; 7 — машинист энергетического агрегата; 8 — машинист энергетического агрегата; 9 — машинист энергетического агрегата; 10 — машинист энергетического агрегата; 11 — машинист энергетического агрегата; 12 — машинист энергетического агрегата; 1 — трубоукладчик; 2 — бульдозер; 3 — центратор; 4 — электросварщик; 6 — сварочные мосты; 7 — блок бытовых помещений; 8, 9 — сварочные агрегаты; выпрямители и реостаты

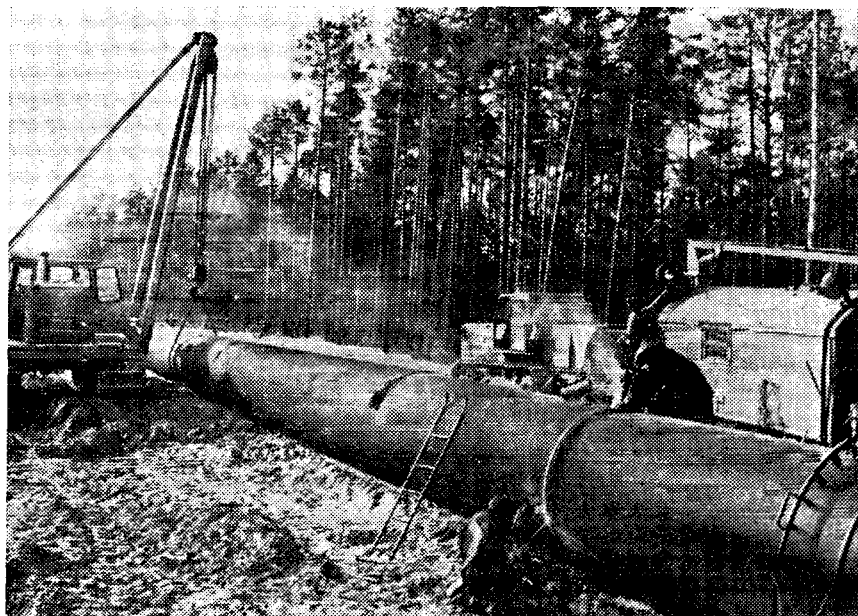


Рис. 8.6. Сварка корневого слоя

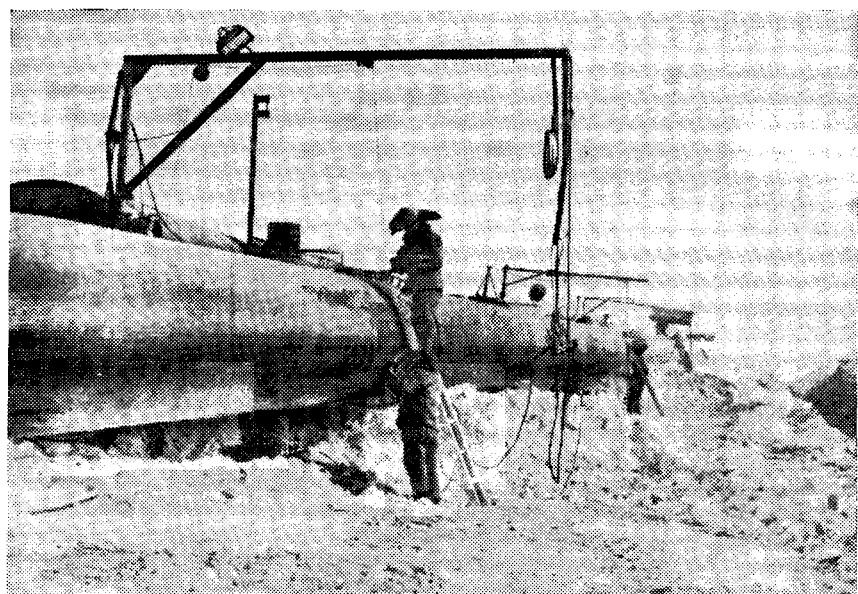


Рис. 8.7. Сварка заполняющих слоев

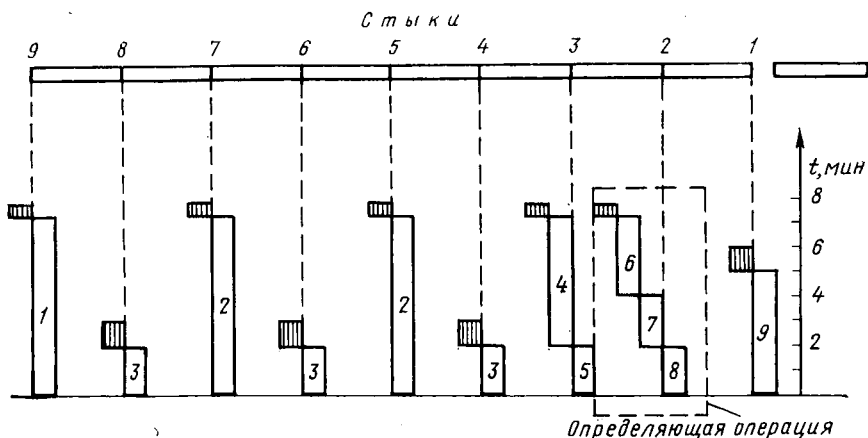


Рис. 8.8. Циклограмма сварочных работ

казало ее высокую эффективность. Скорость наращивания трубопровода за смену достигает 3 км при средней норме 1,5—2,5 км в зависимости от условий строительства. На рис. 8.5, б показан модифицированный вариант схемы 8.5, а, применяемый в одной из бригад Главсибтрубопроводстроя. В бригаде занято 32 электросварщика, 4 монтажника, 4 машиниста-трубоукладчика, 8 машинистов-дизелистов, 2 бульдозериста. Расстановка специалистов и машин понятна из рис. 8.5, б. Трактором 11 транспортируется вагон-домик с выпрямителями и реостатами 12; на базе К-701 (8 и 9) установлены сварочные агрегаты (к трактору 9 прицеплена емкость для горючего 10). В один блок объединены бытовые помещения 7, оборудование для подогрева стыков 5, электростанция 4. В пристыковываемой секции находится центратор 3. Тракторами-трубоукладчиками 1 и бульдозером 2 транспортируют и пристыковывают секции наращиваемого трубопровода. Группировка сварщиков 6 ясна из рисунка.

Схема 2. Трубопровод наращивается из секций методом контактной сварки с помощью оборудования «Север-1» и по технологии, разработанной Институтом электросварки им. Е. О. Патона. В трубопровод вводится устройство, центрирующее и устанавливающее в необходимое положение стыкуемую секцию труб. Момент введения этого устройства показан на рис. 8.9. Затем на устройство с удлинителем для подключения системы энергоснабжения и приборов автоматического управления и контроля за ходом процесса сварки стыка надвигается секция труб и к внутреннему устройству подключается система энергоснабжения и контроля (рис. 8.10). Далее секция автоматически пристыковывается к трубопроводу (рис. 8.11), стык снаружи закрывается кожухом и разогревается, затем осуществляется



Рис. 8.9. Введение устройства «Север-1» внутрь трубопровода

контактная сварка с надвижкой секции на трубопровод и механическая обработка стыка внутри и снаружи (очистка его от наплывов шлака, металла и т. п.). Весь процесс от момента окончания сварки предыдущего стыка до окончания сварки последующего продолжается не более 15 мин. В составе сварочно-монтажной бригады заняты 2 трубоукладчика, энергоустановка и контрольно-измерительная лаборатория. Численный состав бригады — 8 человек (вместо 40 человек при ручной сварке), сменная производительность — 1000—1500 м трубопровода.

Изоляционно-укладочные работы

Применяют 3 схемы изоляционно-укладочных работ: схема изоляции стыков и укладки из труб с заводской изоляцией; раздельная схема изоляции и укладки и совмещенная схема изоля-

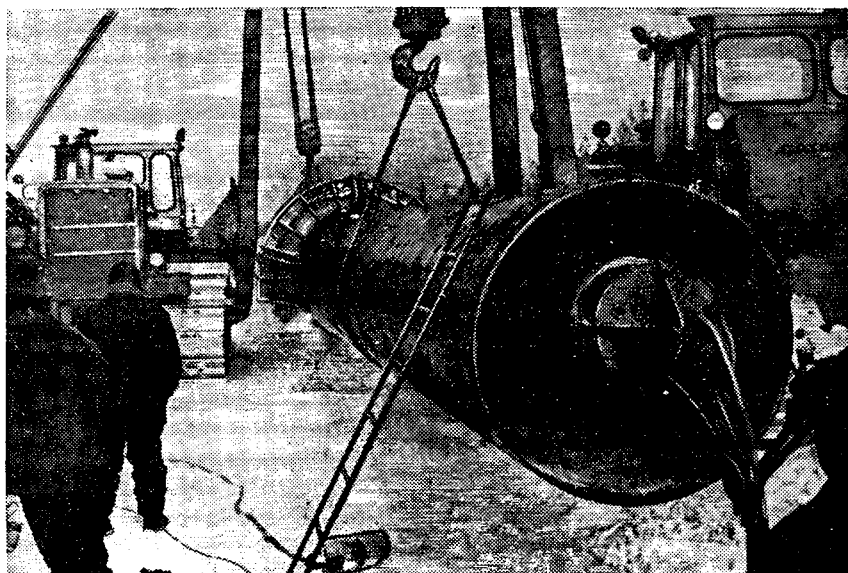


Рис. 8.10. Подсоединение электропитания и контрольной управляющей системы

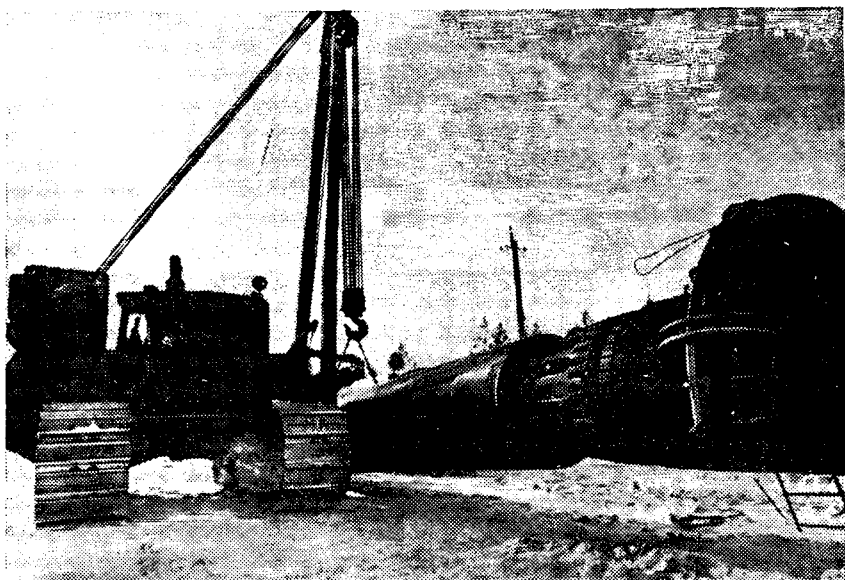


Рис. 8.11. Стыковка секции с трубопроводом

Рис. 8.12. Схема укладки трубопровода

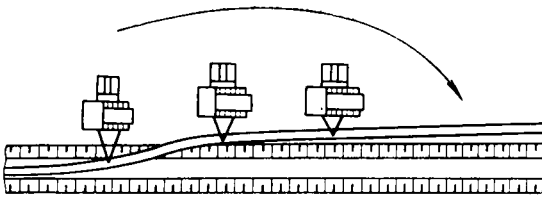
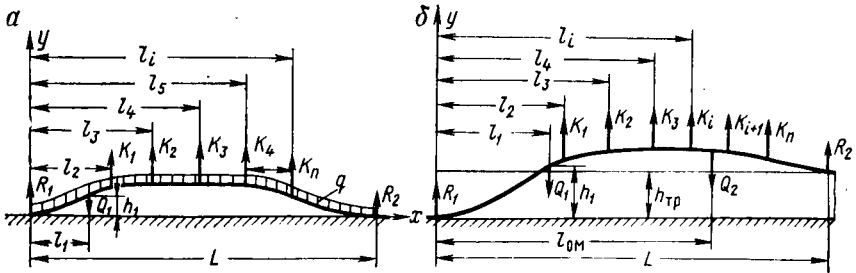


Рис. 8.13. Расчетные схемы укладки



ции и укладки. Общим для всех схем является перемещение трубопровода, находящегося на бровке траншеи, с помощью трубоукладчиков на дно траншеи. При этом трубопровод изгибается как в вертикальном, так и в горизонтальном направлениях (рис. 8.12). Напряженное состояние труб должно быть при этом таким, чтобы в них имели место только упругие деформации. Рассмотрим две наиболее характерные схемы укладки трубопровода: с подъемом труб на одном уровне (рис. 8.13, а) и с подъемом труб на разных уровнях (рис. 8.13, б).

Для участка l_1 можно записать $EIy'' = R_1x - qx^2/2$, где q — распределенная нагрузка от массы труб. Учитывая граничные условия, получаем $R_1 = 6EIh_1/l_1^3 + ql_1/4$. Далее возможны два варианта решения.

Первый вариант. При изгибе необходимо обеспечить равенство изгибающих моментов во всех сечениях, где трубопровод поддерживается трубоукладчиками, $M_1 = M_2 = \dots = M_n$. Для этого случая имеем условие

$$M_1 = R_1(l_2 - l_1) - 0,5ql_1^2;$$

.....

$$M_n = R_1l_2 - Q_1(l_i - l_1) - 0,5ql_i^2 + K_1(l_i - l_2) + \dots + \\ + K_n(l_i - l_{i-1}) - Q_2(l_i - l_{ом});$$

все обозначения понятны из рис. 8.13.

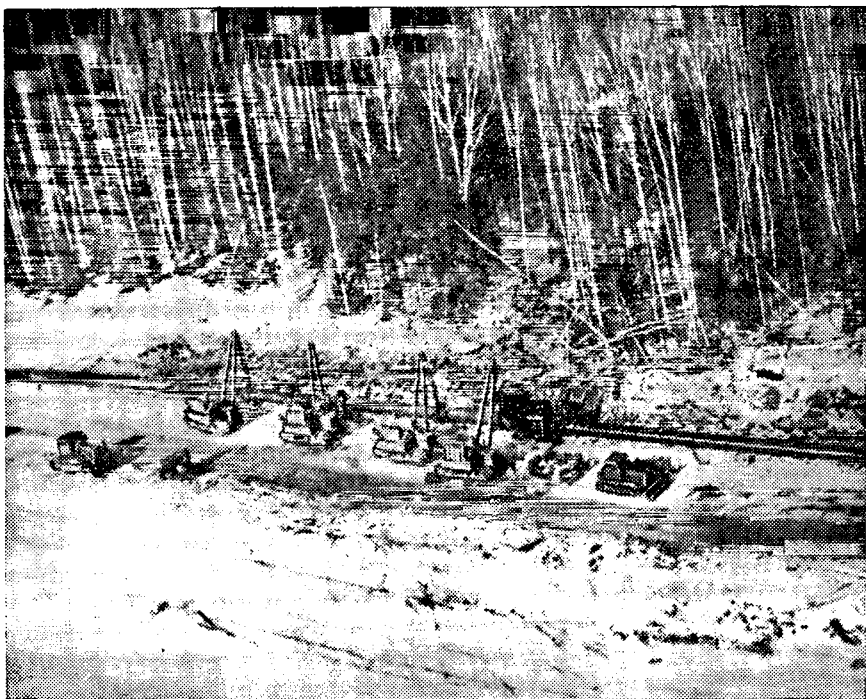
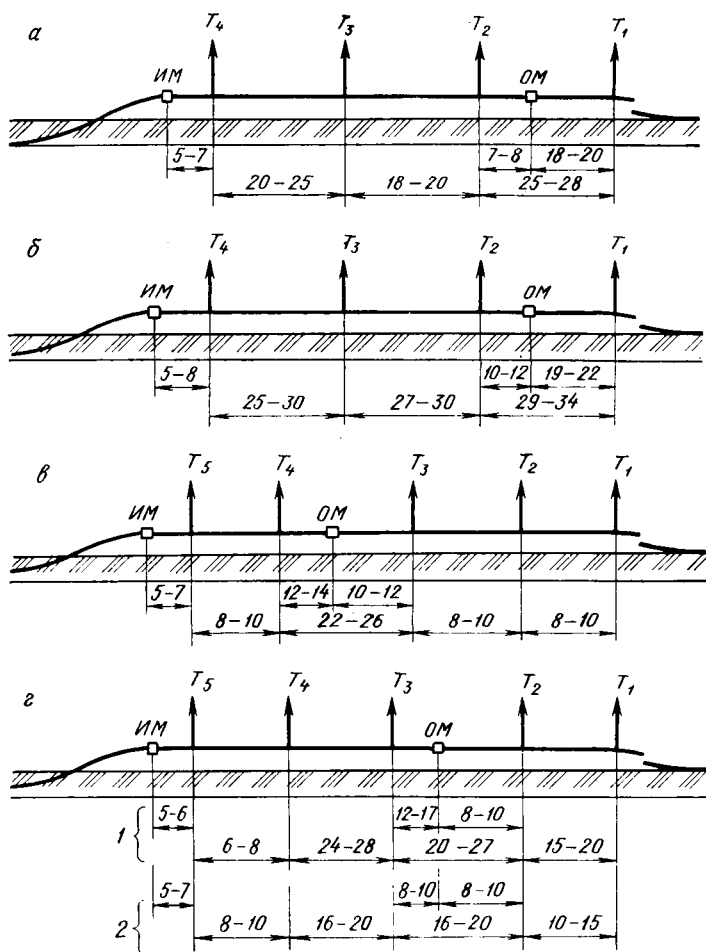


Рис. 8.14. Изоляционно-укладочные работы

Второй вариант. Необходимо обеспечить равенство усилий на крюках трубоукладчиков ($K_1 = K_2 = \dots \leq K_{\text{дон}}$). Определив M_2 в сечении l_2 при известном K_1 , продолжаем решение и находим M_3 и т. д. Если какой-либо момент окажется больше предельного, то изменяют высоту подъема труб или расстановку трубоукладчиков, сближая их. Величина K принимается по технической характеристике трубоукладчика при заданном вылете стрелы.

Рассмотрим далее особенности каждой технологической схемы. При укладке трубопровода из изолированных труб необходимо сначала поднять трубы в вертикальной плоскости, выполнить изоляцию стыков, а затем опустить в траншею. Все операции подъема производятся с помощью мягких полотенец-захватов во избежание повреждения изоляции.

Работы по укладке выполняются совмещенным методом специальной изоляционно-укладочной колонной (рис. 8.14). Подъем и перемещение трубопровода осуществляются с помощью опор-троллеев, а очистка и изоляция производятся в процессе движения колонны. Возможные схемы расстановки трубоукладчиков, очистной и изоляционной машин изображены на рис. 8.15.



Засыпка трубопровода

Траншея с уложенным в нее трубопроводом засыпается грунтом, как правило, бульдозерами (рис. 8.16). При этом грунт не должен содержать крупных комков, особенно в зимний период. Если такого грунта нет, то для присыпки труб необходимо привезти мягкий грунт или измельчить имеющийся. Засыпка изолированных и незащищенных труб скальным грунтом не допускается. Особое внимание должно быть уделено рекультива-

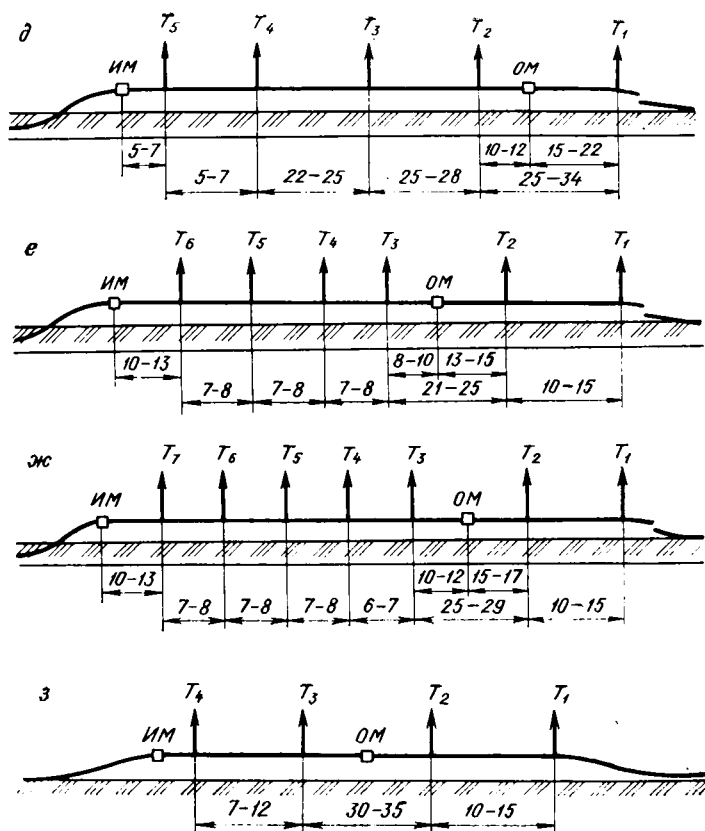


Рис. 8.15. Схемы расстановки трубоукладчиков при укладке трубопровода: а — диаметром 700 мм; б, в, г — диаметром 1000 мм; д, е — диаметром 1200 мм; ж, з — диаметром 1400 мм; T_1 — T_7 — трубоукладчики; ИМ — изоляционная машина; ОМ — очистная машина (размеры даны в метрах)

ции сельскохозяйственных земель. Почвенный слой, убранный перед началом работ со строительной полосы, должен быть возвращен на прежнее место и тщательно спланирован.

Глава 9

СТРОИТЕЛЬСТВО ТРУБОПРОВОДОВ НА БОЛОТАХ

Строительство трубопроводов на болотах имеет существенное отличие от строительства на равнине, сложенной плотными грунтами, только в период, когда поверхность болота не промерзла на глубину, обеспечивающую нормальную работу механизиро-

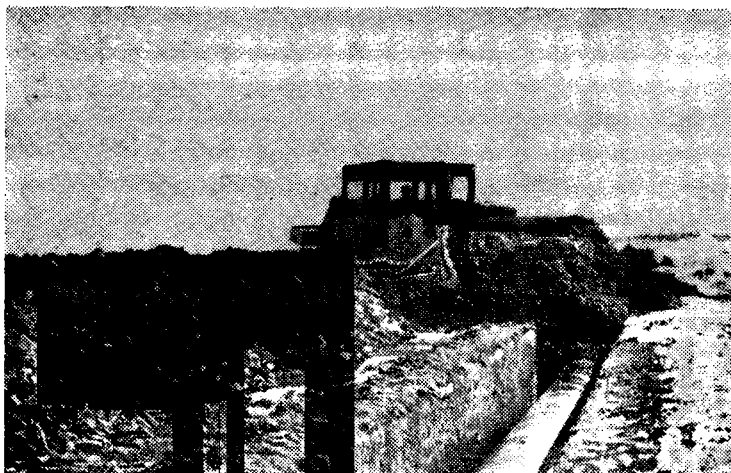


Рис. 8.16. Засыпка трубопровода

ванных колонн. Поэтому технологию строительства на болотах необходимо рассматривать для двух состояний болот — промерзшего и талого.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ РАБОТ

Технологические операции, выполняемые при строительстве трубопроводов на болотах, приведены на рис. 9.1. Схема (рис. 9.1) содержит укрупненные операции, некоторые из которых могут выполняться в едином комплексе. Так, работы по сварке, изоляции и укладке объединяются в одну или две операции (одновременно осуществляются изоляция и укладка). Если траншея устраивается с плавсредств, а укладка ведется методом сплава, то подготовки трассы не производится. Рассмотрим виды работ, составляющих укрупненные операции.

Подготовка трассы может быть выполнена в зависимости от состояния болота (мерзлое, талое) по схеме рис. 9.2. В зависимости от типа болота, его естественного состояния и других факторов при подготовке трассы выполняется одна из операций схемы. *Выемка торфа* проводится в тех случаях, когда работы принято вести по минеральному грунту. Торф убирается на всю глубину болота (рис. 9.3, а) бульдозером, экскаватором или землеройным устройством, установленным на плавсредстве. *Отсыпка песка* производится при большой глубине болота. При этом отсыпается массивная песчаная подушка (рис. 9.3, б). Отсыпка песка производится с берега болота автосамосвалами или гидронамывом. *Песчаные сваи* (рис. 9.3, в) устраивают с целью уменьшения количества песка по сравнению со схемой рис. 9.3, б.

Осушение проводят с помощью водоотводных дренажных канав. Эта операция может быть эффективна только на болотах верхового типа. Промораживание осуществляется в тех случаях, когда необходимо как можно быстрее проморозить болото. Достигается это снятием снежного покрова с поверхности болота легкими бульдозерами со специальными отвалами. Выпускать на промороженное болото механизированную колонну можно только убедившись в достаточной прочности промерзшего грунта. Устройство лежневой дороги осуществляется как на талом, так и на мерзлом болоте для прохождения тяжелых строительных машин (рис. 9.4).

Земляные работы могут выполняться по технологической схеме рис. 9.5. Устройство траншеи взрывом проводится при относительно небольшой ширине труднопроходимого болота глубиной до 2—3 м. В качестве взрывчатого вещества (ВВ) используют пироксилиновый порох, уложенный в упаковку в виде шнура из хлопчатобумажной ткани диаметром 12—18 см. Непрерывный заряд пироксилинового пороха, помещенный в воду, хорошо детонирует от взрыва промежуточного заряда бризантного ВВ. В результате образуется траншея глубиной до 2 м и шириной 5—6 м. Разработка траншеи бульдозером и экскаватором производится в тех случаях, когда глубина слоя торфа не превышает 0,5—1 м. Бульдозер снимает слой торфа в полосе шириной 4—5 м до минерального грунта. Отставая от бульдозера на 15—30 м, по минеральному грунту ведет разработку траншеи на необходимую глубину экскаватор, оборудованный обратной лопатой. Разработка траншеи экскаватором имеет несколько вариантов (см. рис. 9.5). Экскаватор, установленный на салазки из труб (рис. 9.6), выполняет работу следующим образом. Экскаватор 1, оборудованный обратной лопатой или драглайном, устанавливают и закрепляют на салазках 2, изготавливаемых из четырех-пяти труб диаметром 500—800 мм, длиной 7—8 м. Число труб и их длина должны соответствовать

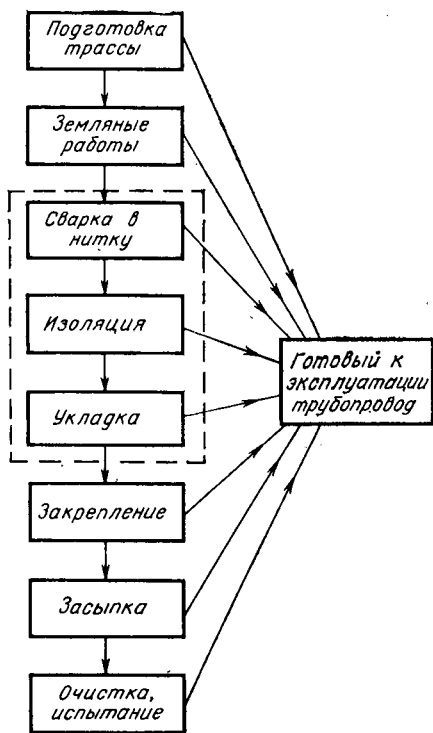


Рис. 9.1. Структурная схема строительства трубопровода на болоте

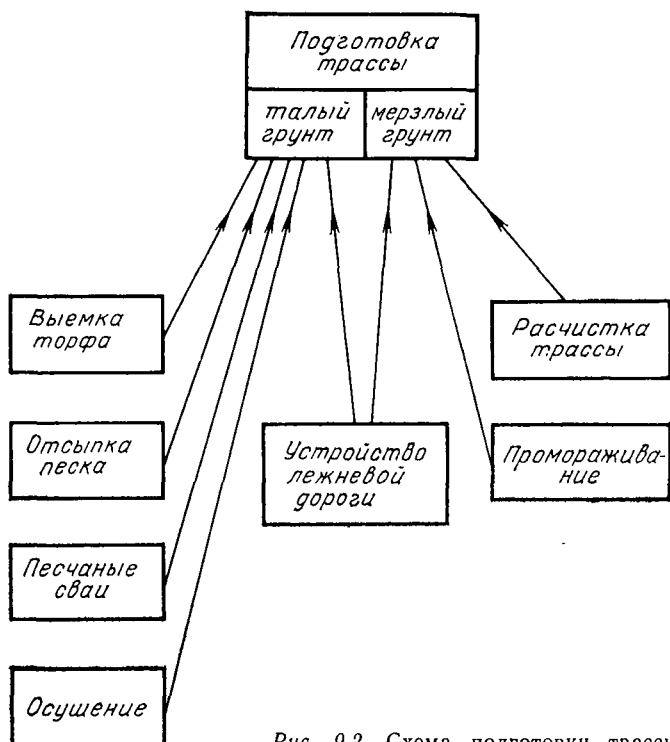


Рис. 9.2. Схема подготовки трассы

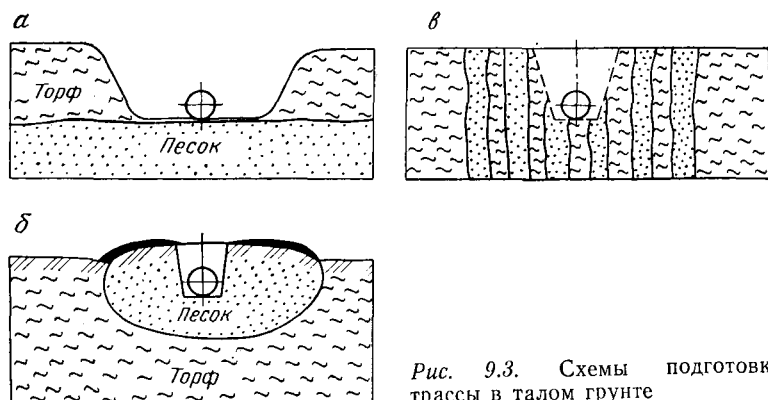


Рис. 9.3. Схемы подготовки трассы в талом грунте

необходимой опорной площади, определяемой таким образом, чтобы давление на болото от салазок и экскаватора было меньше допустимого. Салазки тросом 3, проложенным через болото перед началом работы, соединяют с одним (двумя) трак-

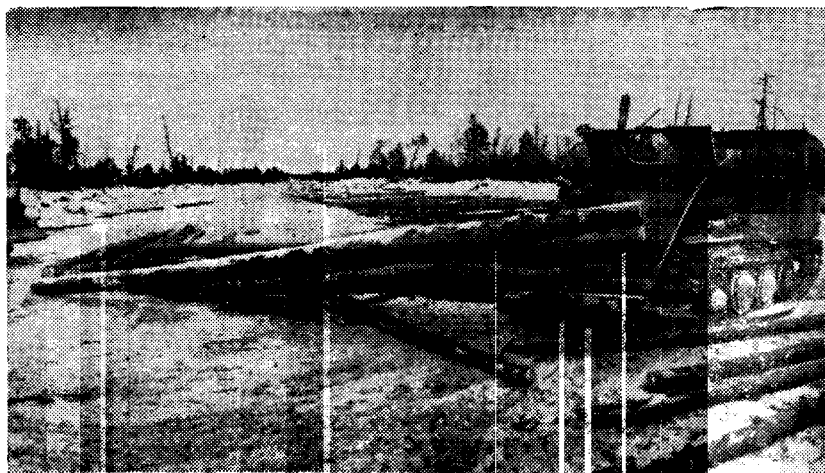
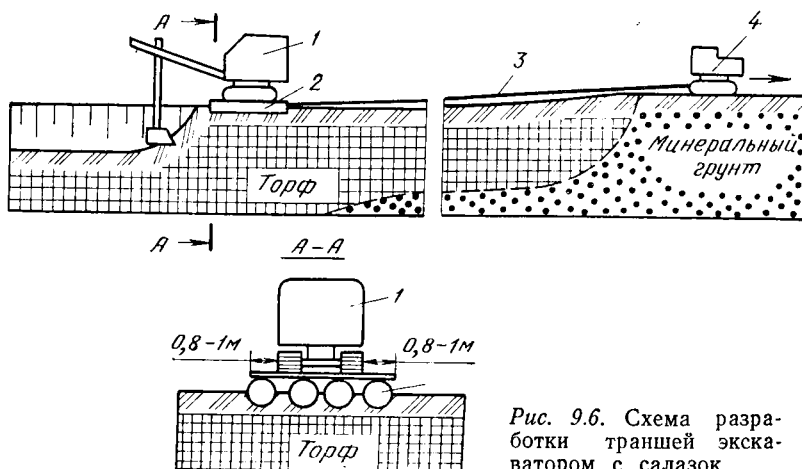
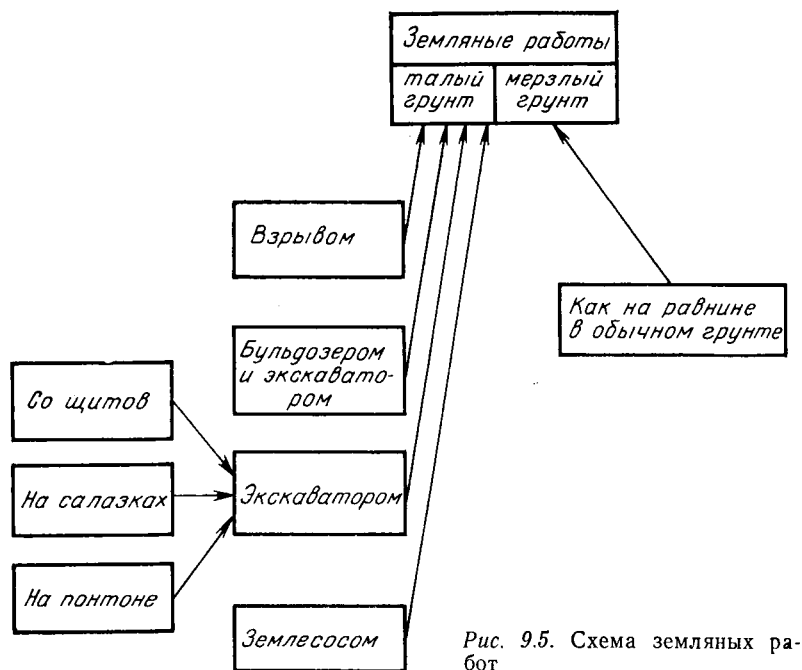


Рис. 9.4. Устройство лежневой дороги

тором 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. Если траншею разрабатывают экскаватором, установленным на понтоне (рис. 9.7), свободно плавающем в заполненной водой траншее, то сначала у края болота разрабатывают котлован, который должен быть таких размеров, чтобы в него можно было спустить понтон. Затем на понтоне 2 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 расчету устойчивости экскаватора на понтоне. Сварка трубопровода в нитку, изоляция и укладка выполняются по различным технологическим схемам для замерзшего и талого состояния болота. При замерзшем болоте, когда становится возможным движение по нему механизированных колонн, технология строительства ничем не отличается от технологии на равнинной местности. Структурная схема этих операций на талом болоте изображена на рис. 9.8. Сварка из изолированных и неизолированных труб и секций выполняется так же, как и в нормальных условиях.

Укладка является наиболее разветвленной технологической операцией и может выполняться по одному из приведенных на рис. 9.8 вариантов. Укладка может производиться как оснащенного балластом трубопровода (для газопроводов), так и небалластированного. Протаскивание подготовленного трубопровода



осуществляется следующим образом. На берегу полностью подготовленный к укладке трубопровод, длина которого на 30—40 м больше ширины болота, размещается в створе перехода на спусковой дорожке (водной, ледовой, роликовой, рельсовой) или на спланированной грунтовой полосе. Протаскивание производится с помощью тягового троса, заранее проложенного в под-

190

Рис. 9.7. Схема разработки грунта экскаватором на понтоне

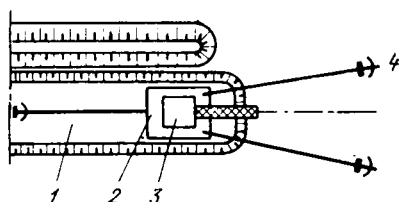


Рис. 9.8. Структурная схема сварки, изоляции и укладки

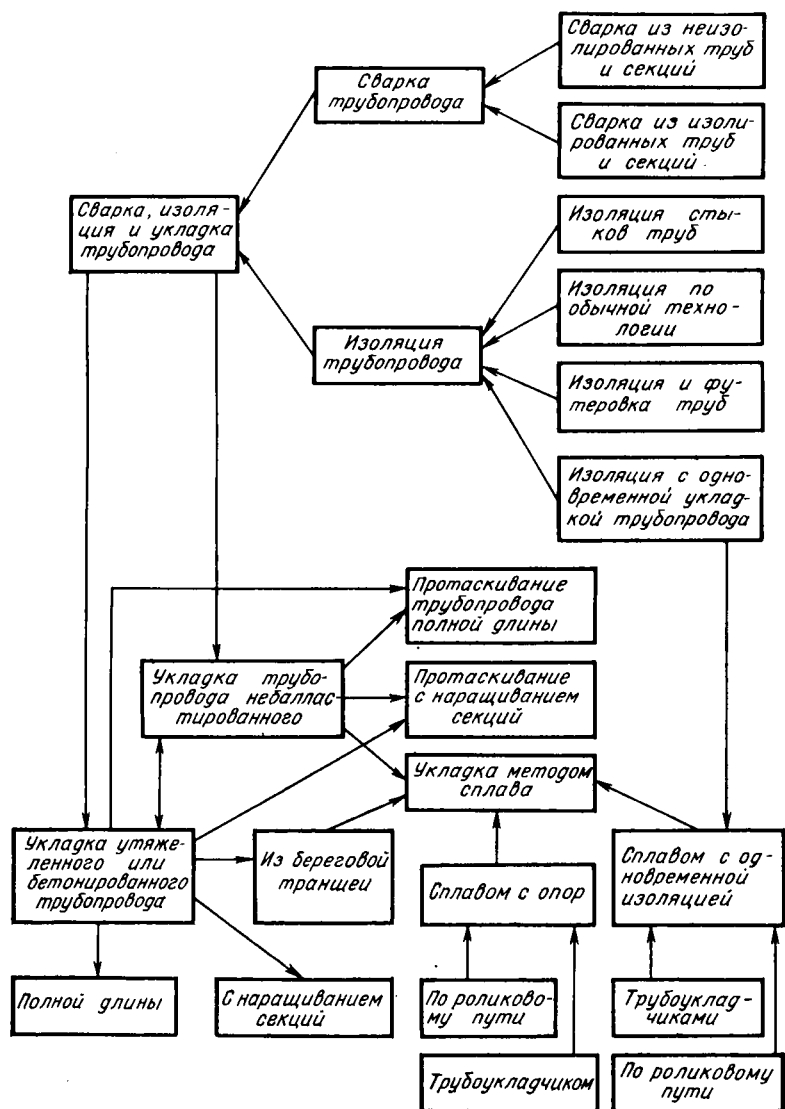


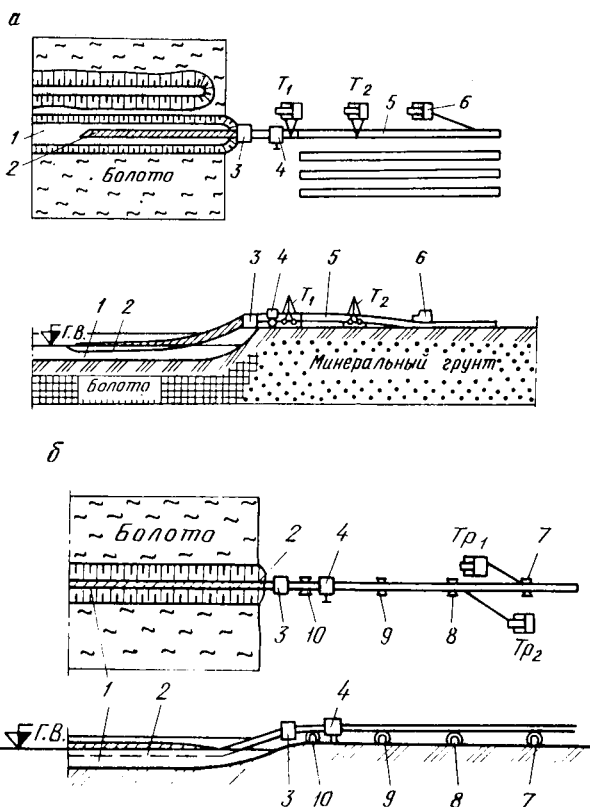


Рис. 9.9. Укладка трубопровода сплавом

готовленной в болоте траншее. Укладка протаскиванием целесообразна в тех случаях, когда проезд кранов-трубоукладчиков по поверхности болота невозможен, а балластировка труб или не требуется (например, на нефтепроводе), или сделана на берегу (например газопровод с навешанными на трубы кольцевыми грузами или бетонированными трубами). При отрицательной плавучести трубопровод сразу протаскивается по дну, а при положительной внутрь трубы заливают воду, и трубопровод опускается на дно. *Протаскивание с наращиванием секций* отличается от предыдущего варианта тем, что оно осуществляется постепенно, после наращивания каждой секции длиной 100—200 м. *Укладка методом сплава* (рис. 9.9) имеет несколько разновидностей, но суть всех одинакова: трубопровод выводят в траншею на плаву, перемещая его с берега. Различны только способы спуска труб с берега в траншею. Общая длина сплаваемого трубопровода, как показывает опыт, может достигать нескольких километров. Этот метод очень эффективен на труднопроходимых болотах при условии, что траншея подготовлена заранее, например, в зимнее время одноковшовым экскаватором. Поскольку трубопровод перемещается по поверхности воды, то сила толкания невелика и достаточно для этой цели одного тягача или трубоукладчика. *Укладка трубопровода методом сплава с опор* имеет две разновидности. Трубопровод, полностью подготовленный к укладке (обязательно защищенный футеровкой или бетонированный), спускают в траншею по роликовому пути или в подвешенном состоянии на троллеях трубоукладчиками. В первом случае требуется строительство роликового или узкоколейного пути, во втором — использование нескольких

Рис. 9.10. Схемы укладки сплавом:

1 — траншея; 2 — трубопровод; 3 — изоляционная машина; 4 — очистная машина; 5 — секция труб; 6 — трактор-тягач; T_1 , T_2 — трубоукладчики; 7, 8, 9, 10 — роликовые опоры; Tr_1 , Tr_2 — тракторы



трубоукладчиков. Укладка трубопровода сплавом с одновременной изоляцией осуществляется с помощью трубоукладчиков (рис. 9.10, а) и роликовых опор (рис. 9.10, б). Трубопровод укладывают в траншею, заполненную водой, с одновременным нанесением на трубы изоляционного покрытия. Этот способ получил название способа непрерывного сплава. Укладка выполняется в следующем порядке: сваривают плети труб длиной по 120—150 м; общая длина их должна превышать ширину пересекаемого болота; очищают и изолируют при помощи очистной и изоляционной машин первую плеть — головную (80—90 м) и спускают ее с берега в траншею; к головной плети приваривают следующую плеть, очищают, 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 может несколько видоизменяться.

ЗАКРЕПЛЕНИЕ ТРУБ ОТ ВСПЛЫТИЯ

Закрепляют в основном трубы, имеющие положительную и нулевую плавучесть. Иногда закрепляют трубы с отрицательной плавучестью. Это делается только в том случае, когда возможно образование на каком-либо участке газовых пузырей или требуется обеспечить пригрузку труб для предотвращения выпучивания под воздействием продольных сил. Трубопровод закрепляют путем утяжеления его или с помощью анкеров.

Утяжеление трубопровода осуществляют железобетонными грузами, бетонированием труб, грунтом. Навеска грузов выполняется трубоукладчиками с лежневой дороги, кранами с салазок или с понтона. Рассмотрим эти операции более подробно. Для перемещения трубоукладчика вдоль траншеи при слабой несущей способности болота часто отсыпают песчаную дорогу или делают ее из бревен (лежневая дорога). При навеске грузов краном с салазок (рис. 9.11, а) на последних устраивают площадку и устанавливают на нее автокран 4. Вдоль траншеи салазки 3 протаскивают тракторами 1 или лебедками с помощью троса 6. После навески на трубопровод 5 грузов, находившихся на грузовой площадке, салазки возвращаются к месту погрузки 2. Таким образом, работа осуществляется челночным способом. 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 погрузить 250—300 м трубопровода. В сильно увлажненных болотах II и III типов при навеске грузов может быть использован понтон с установленным на нем грузоподъемным оборудованием для перемещения грузов. Размеры понтона и его грузо-

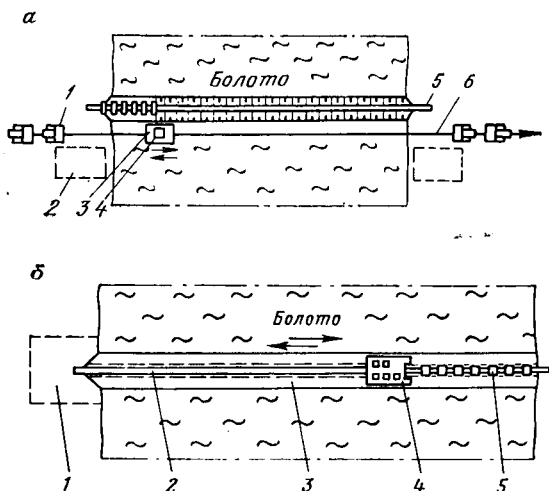


Рис. 9.11. Схемы навески грузов с салазок (а) и с понтона (б)

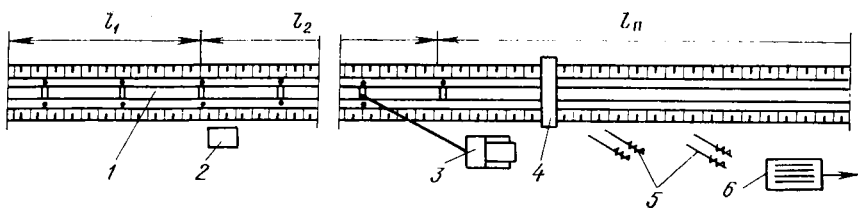


Рис. 9.12. Схема закрепления трубопровода анкерами

подъемность 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, изображенной на рис. 9.11, б. 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. При утяжелении трубопровода грунтом последний обрабатывают специальным связывающим материалом — отходом переработки нефти. Исследования, проведенные в Уфимском нефтяном институте, показали, что грунт, смешанный с таким материалом, через некоторое время образует прочный конгломерат, схватывающийся как с трубой, так и со стенками траншеи.

Закрепление трубопровода анкерами выполняется тремя основными способами — завинчиванием анкеров, забивкой и выстреливанием их из гарпунных пушек. Завинчивание анкеров осуществляется после укладки трубопровода на дно траншеи. Последовательность закрепления анкерами изображена на рис. 9.12. На участке l_1 трубопровод 1 уже закреплен; на участке l_2 анкер 3 завинчивается с помощью установки 2; на участке $l_п$ ведутся подготовительные работы (раскладка анкеров 5, доставляемых на санях 6). Бригада имеет сварочный агрегат 2, для перехода через траншею устанавливают инвентарные переходные мосты 4. На рис. 9.13 изображен закрепленный анкерами трубопровод. Забивные анкеры с раскрывающимися лопастями представляют собой трубу диаметром 8—15 см и длиной 5—7 м с прикрепленными на нижнем конце шарнирно лопастями. Анкеры располагаются по одной линии или крестообразно (соответственно две или четыре лопасти). Трубопровод крепится к анкерам специальным силовым поясом, представляющим металлическую ленту шириной от 20 до 70 см. Под ленту подкладывается мягкий материал для более равномерного распределения давления на изоляционное покрытие. Несущая способность одиночного анкера складывается из сопротивления



Рис. 9.13. Закрепленный газопровод

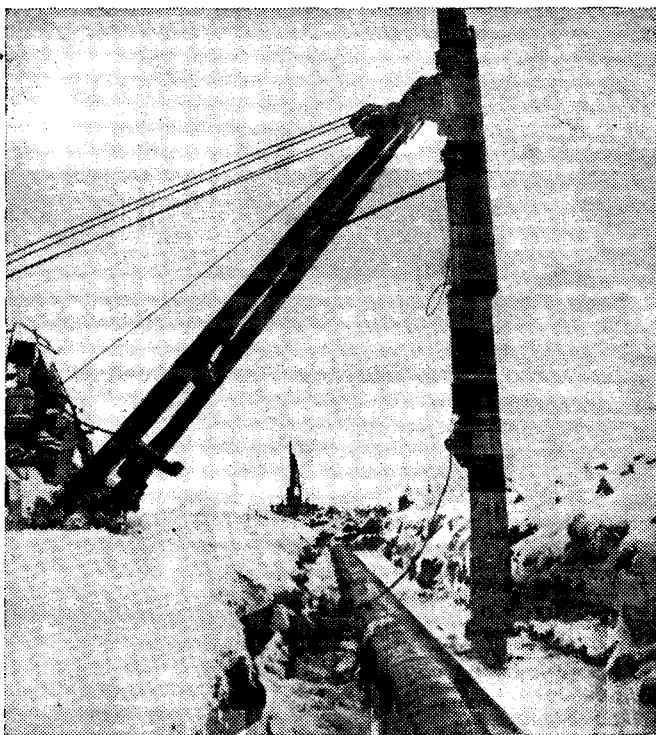


Рис. 9.14. Общий вид установки по забивке анкеров с раскрывающимися лопастями

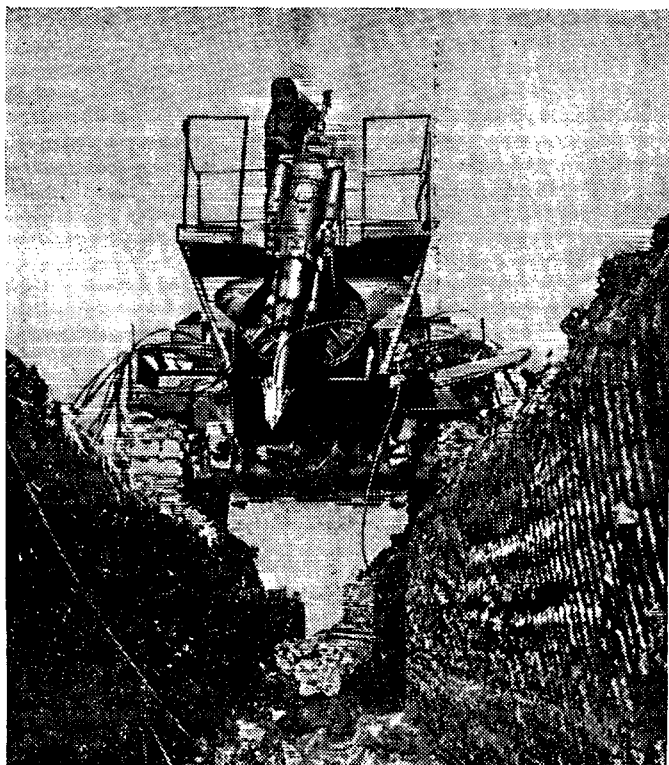


Рис. 9.15. Общий вид установки по забивке выстреливаемых анкеров

лопастей на выдергивание из грунта P_v , сил сцепления грунта с поверхностью лопастей и стержня анкера P_c , а также из сил, определяемых присосом $P_{пр}$: $P = P_v + P_c + P_{пр}$. Все эти силы легко определяются по решениям механики грунтов [3]. Как показали исследования, проведенные в Главсибтрубопроводстрое, полная величина силы P может достигать на один анкер $7,5 \cdot 10^5$ Н. Расстояние между анкерами по длине трубопровода определяется расчетом. Общий вид установки по забивке анкеров изображен на рис. 9.14. Выстреливаемые анкеры представляют собой патрубки длиной 1—1,5 м и диаметром до 7 см с прикрепленными к их концам гибкими металлическими прутками. Оголовки патрубков имеют острия и лепестки или лопасти, раскрывающиеся при вытягивании патрубков на 15—20 см вверх. Общий вид установки для выстреливания изображен на рис. 9.15. Гарпунная пушка установлена на лафете, закрепленном на тракторе или ином транспортном средстве. При выстреливании патрубков-снаряд погружается в грунт на 3—5 м.

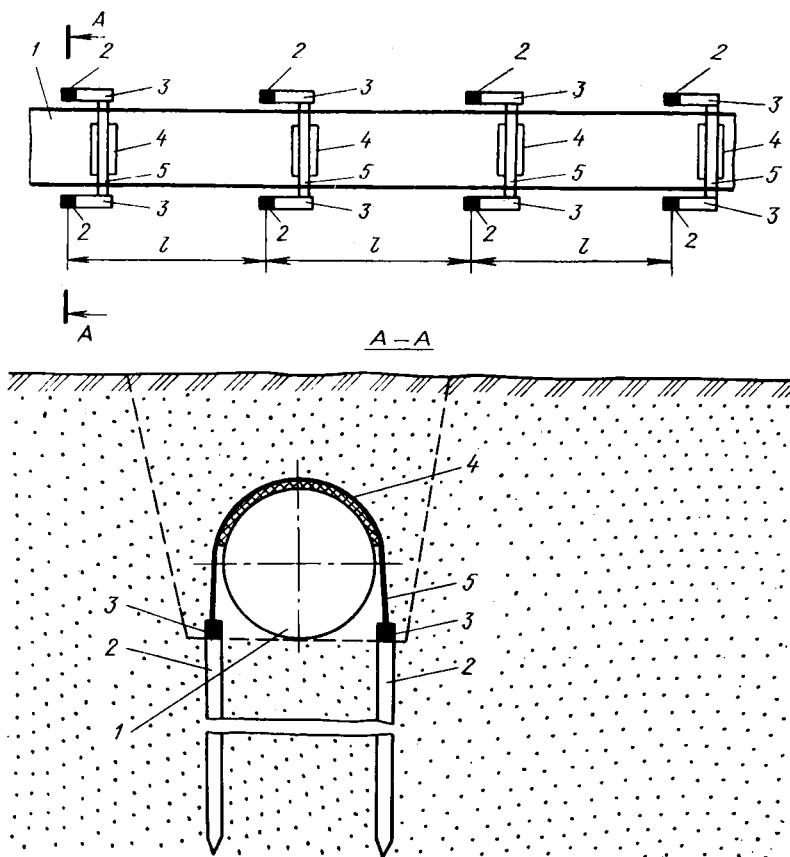


Рис. 9.16. Схема закрепления трубопровода Г-образными держателями:
1 — трубопровод; 2 — свая держателя; 3 — консоль держателя; 4 — прокладка для защиты изоляции; 5 — силовой пояс

С помощью гибких прутков трубопровод закрепляют в необходимом положении. Держатели Г-образные представляют собой сваю с жестко прикрепленной к ней консолью (рис. 9.16). Сваи забиваются в грунт с обеих сторон трубопровода и удерживают его с помощью гибкой ленты. Удерживающая сила таких держателей создается за счет внецентренного приложения подъемной силы и прижатия сваи к грунту боковой поверхностью. Как показали опыты, удерживающая сила таких держателей одного порядка с удерживающей силой анкеров с раскрывающимися лопастями. Однако простота их изготовления и погружения в грунт делает их более эффективными. Г-образные держатели обеспечивают совместную работу консоли и трубопровода при продольных перемещениях, если консоли расположить

под углом к оси трубопровода. При незначительных перемещениях (несколько сантиметров) консоли могут поворачиваться, не причиняя вреда изоляции. В то же время и винтовые анкеры, и анкеры с раскрывающимися лопастями неблагоприятно воздействуют на изоляцию.

ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ГАЗОПРОВОДОВ, ЗАКРЕПЛЕННЫХ АНКЕРАМИ

Стабилизация трубопроводов любым способом, требующим приложения к поверхности труб сосредоточенных или распределенных в пределах малой площади внешних нагрузок, снижает уровень надежности трубопровода на участке закрепления. Каждая из нагрузок оказывает силовое воздействие на изоляционное покрытие, а при значительной нагрузке — и на стенки труб. Допустим, что нагрузка определяется массой одиночного груза для утяжеления труб. При массе 1—2 т давление на поверхность трубы не превышает 0,5—1 МПа. Такое давление не приводит к нарушению сплошности покрытия. Если же давление на трубу создается силовым поясом (иногда его называют хомутом), соединяющим два анкера, то нельзя быть уверенным в том, что изоляция не будет нарушена, а также в том, что труба не будет перенапряжена под силовым поясом. А это одно из важных условий потери стенкой устойчивости. Анкерное крепление трубопроводов применяют при прокладке их в условиях болот и обводненных грунтов.

Были предложены анкеры, несущая способность которых не превышает $15 \cdot 10^4$ Н. Оказываемое воздействие на покрытие силового пояса винтового анкера еще недостаточно для разрушения изоляции, не говоря уже о металле труб. Однако опыт показывает, что при длительной эксплуатации трубопровода изоляция под силовым поясом разрушается. Объясняется это тем, что трубопровод перемещается в продольном направлении, что и приводит (даже при незначительном перемещении) к постепенному разрушению изоляции. Малая несущая способность винтовых анкеров обуславливает частую их расстановку. Понятно желание строителей увеличить расстояние между анкерами за счет увеличения их несущей способности. Особенно большой несущей способностью обладают анкеры с раскрывающимися лопастями (до $7 \cdot 10^5$ Н). При диаметре трубы 1,4 м и ширине пояса 20 см на 1 см² поверхности трубы под поясом приходится нагрузка 180 Н; при ширине пояса 40 см — до 90 Н; при ширине пояса 60 см — до 60 Н. Только в последнем случае изоляция не будет чрезмерно напряженной. Достаточно даже очень малых перемещений, чтобы изоляция начала разрушаться. В связи с изложенным представляется необходимым рассмотреть некоторые особенности работы изолированного трубопровода, закрепленного мощными анкерами.

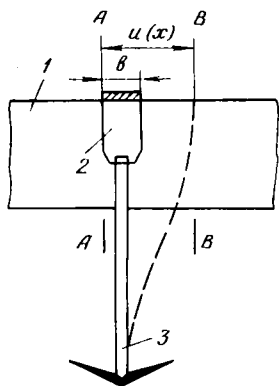


Рис. 9.17. Схема совместной работы анкера с раскрывающимися лопастями и трубопровода при продольных перемещениях:

1 — трубопровод; 2 — силовой пояс; 3 — стержень анкера

Совместная работа трубы и анкера при продольном ее перемещении

Рассмотрим схему, изображенную на рис. 9.17. Трубопровод 1 прижат к грунту силой P , передаваемой на него через силовой пояс 2 от анкеров 3. Если сечение $A-A$ не перемещается в продольном направлении, что может быть только при полном защемлении трубопровода, то силовой пояс и труба не изменяют своего положения относительно друг друга. В таком случае в изоляции возникают касательные напряжения, распределенные по окружности трубы. Если сечение $A-A$ перемещается на величину $u(x)$ и занимает положение $B-B$, то перемещается и пояс, вовлекая в работу стержни анкеров 3. Сразу же в изоляции возникают продольные касательные напряжения $\tau_{\text{пр}}$, которые будут возрастать до тех пор, пока не достигнут предела $\tau_{\text{из. пр}}$. При

этом произойдет либо проскальзывание пояса, либо разрыв изоляции. Силовой пояс займет положение, определяемое перемещением $u_{\text{с.п}} < u(x)$. Однако даже в случае $u_{\text{с.п}} = u(x)$ перемещения повторяются многократно и меняются по направлению. Изоляция при этом может разрушиться под воздействием $\pm \tau_{\text{из}} < \tau_{\text{из. пр}}$. Определим $u(x)$, при котором силовой пояс движется без проскальзывания и, следовательно, без быстрого разрушения изоляции. Предельную величину касательных напряжений найдем по формуле

$$\tau_{\text{из. пр}} = Pf_{\text{тр}}/(bs), \quad (9.1)$$

где b — ширина пояса; $s = 0,017ra$ — длина части силового пояса, охватывающего трубу радиусом r в пределах угла α . Зависимость между $\tau_{\text{из. пр}}$ и перемещением силового пояса $u_{\text{с.п}}$ найдем, рассматривая поперечное перемещение конца стержня анкера как упругой балки в грунте:

$$u_{\text{с. п}} = \alpha_0 P_c / (k_0 D_a), \quad (9.2)$$

где P_c — сдвигающая сила; k_0 — коэффициент грунта; D_a — диаметр стержня анкера;

$$\alpha_0 = \sqrt[4]{k_0 D_a / (4EI_a)}. \quad (9.3)$$

К моменту проскальзывания пояса $P_c = Pf_{\text{тр}}$. Подставляя P_c в (9.2), находим

$$u_{\text{с. п}} = \alpha_0 Pf_{\text{тр}} / (k_0 D_a). \quad (9.4)$$

Сравнивая величины $u_{с.п}$ и $u(x)$ для данного сечения трубопровода, установим, будет ли труба проскальзывать под поясом или нет: при $u_{с.п} > u(x)$ проскальзывать не будет; при $u_{с.п} < u(x)$ обязательно будет проскальзывать; при $u_{с.п} = u(x)$ может проскальзывать, а может и не проскальзывать.

Пример. Трубопровод диаметром 140 см закреплен анкерами с удерживающей силой $5 \cdot 10^5$ Н. Диаметр свай анкера $D_a = 15$ см, момент инерции $I_a = 1500$ см⁴. Коэффициент постели грунта $k_0 = 10$ Н/см³. Модуль упругости металла $E = 2,1 \cdot 10^7$ Н/см². По формуле (9.3) $\alpha_0 = 5,87 \cdot 10^{-3}$ см⁻¹. По формуле (9.4) $u_{с.п} = 9,78$ см. Определим далее разрывное усилие в изоляции при $u_{с.п} = u(x)$. По формуле (9.1), приняв $b = 50$ см и $s = 150$ см, находим $\sigma_{из.пр} = 33,3$ Н/см². Зная прочность изоляции, можно установить, разрушится она или нет.

Влияние продольных и поперечных сил на напряженное состояние и положение трубопровода

Подземный трубопровод, закрепленный анкерами, расположенными на значительном расстоянии друг от друга, необходимо рассматривать как упругую балку в грунтовой среде, закрепленную в сечениях, где установлены анкеры. Расчетная схема одного пролета трубопровода изображена на рис. 9.18. Под воздействием продольной силы и поперечной распределенной нагрузки (положительная плавучесть) трубопровод в пролете изогнулся. Прогиб f определяют по формуле

$$f = \sqrt{f_1^2 - 4Pl^2/(\pi^2 EF)}, \quad (9.5)$$

где

$$f_1 = \sqrt{\frac{0,6pD_{вн}l^2}{\pi^2 E\delta} + \frac{4\alpha_t l^3 \Delta t}{\pi^2}} + f_0. \quad (9.6)$$

Здесь $f_0 = ql^4/(384EI)$. При этом в трубе возникает продольная сила

$$P = \frac{4\pi^2 EI}{l^2} - ql^2/\pi^2 \sqrt{f_1^2 - \frac{4Pl^2}{\pi^2 EF}}. \quad (9.7)$$

Наибольшие дополнительные напряжения будут в местах установки анкеров (опор). Их определяют по формуле

$$\sigma_{оп} = M_{оп}/W \pm P/F, \quad (9.8)$$

где $M_{оп} = ql^2/12 + Pf/2$; W — момент сопротивления; F — площадь сечения трубы.

Пример. Пусть $D_{вн} = 142$ см, $\delta = 1,4$ см, $l = 1,52 \cdot 10^6$ см⁴, $F = 620$ см², $W = 2,14 \cdot 10^4$ см³, $q = 112$ Н/см, $p = 750$ Н/см², $\Delta t = 30^\circ$ С, $l = 4000$ см, $E = 2,1 \cdot 10^7$ Н/см², $\alpha_t = 1,2 \cdot 10^{-5}$ 1/°С. Находим по формуле (9.6) $f_1 = 75,3$ см; по формуле (9.7) $P = 1,13 \cdot 10^7$ Н; по формуле (9.5) — действительную высоту подъема трубы по середине пролета $f = 2,62$ см; по формуле (9.8) — напряжения в стенке трубы: $M_{оп} = 1,66 \cdot 10^8$ Н·см и $\sigma_{оп} = 2,59 \cdot 10^4$ Н/см².

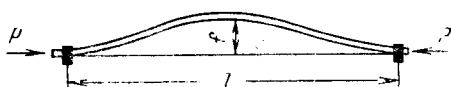


Рис. 9.18. Схема пролета трубопровода между двумя анкерами

Если бы труба была уложена без анкерных креплений, то в ее стенке действовали бы только сжимающие усилия. Анкеры усложняют условия работы трубопровода, создавая в нем дополнительные напряжения, не говоря уже о возможном нарушении сплошности изоляционного покрытия.

Глава 10

СТРОИТЕЛЬСТВО ТРУБОПРОВОДОВ В ГОРАХ

СТРУКТУРНАЯ СХЕМА СТРОИТЕЛЬСТВА

Строительство трубопроводов в горах — исключительно сложный в технологическом и организационном отношении процесс. Горный ландшафт непрерывно изменяется под воздействием внешних и внутренних силовых и гидрогеологических факторов, которые необходимо учитывать при проектировании трубопроводов, а также при выборе технологии и организации их строительства. Если строительство на равнинной местности и даже на болотах (в зимний период) ведется в форме непрерывного технологического потока, то в горах такая форма строительства неприемлема даже в сухое летнее время. Прежде всего это объясняется резкой пересеченностью местности, чередованием, например, равнины и крутых подъемов и спусков, по которым не могут двигаться даже гусеничные машины. На таких участках практически полностью меняется технологическая схема работ. В зимний период или в период дождей сложность работ значительно возрастает, приходится изыскивать технологические схемы, отличающиеся не только от схем, применяемых на равнине, но и от схем, используемых на аналогичных участках в сухой летний период. Технология строительства зависит также и от конструктивных решений, применяемых на том или ином участке трубопровода.

Технологические операции, выполняемые при строительстве трубопроводов в горах, приведены на рис. 10.1. Процесс строительства включает восемь укрупненных операций, каждая из которых состоит из ряда простых операций, выполняемых в определенных условиях. Оценив затраты на выполнение каждой простой операции, можно по ним оптимизировать последовательность выполняемых работ. Если использовать в качестве критерия оптимальности не затраты, а например, время строительства, трудозатраты и т. д., можно получить оптимальную последовательность операции по этим критериям.

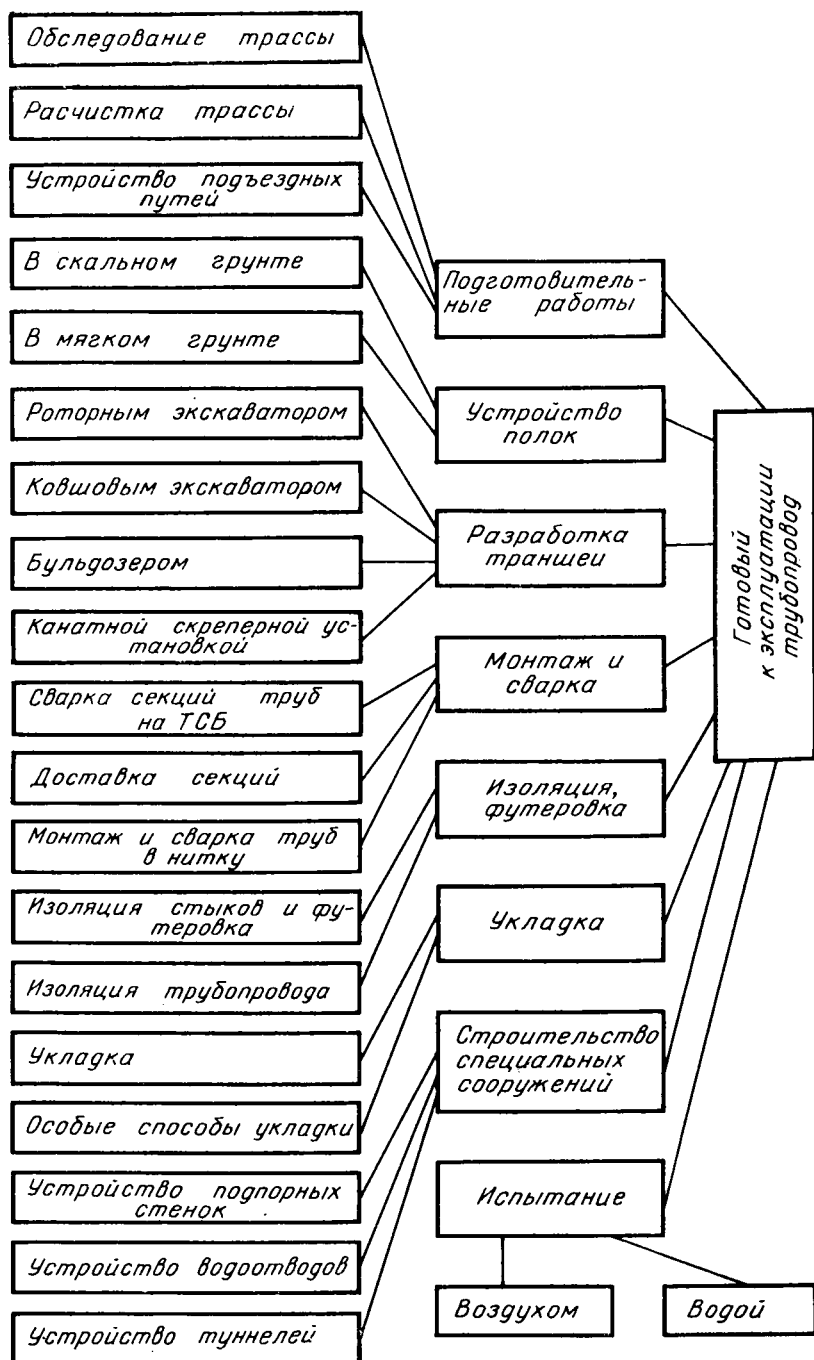
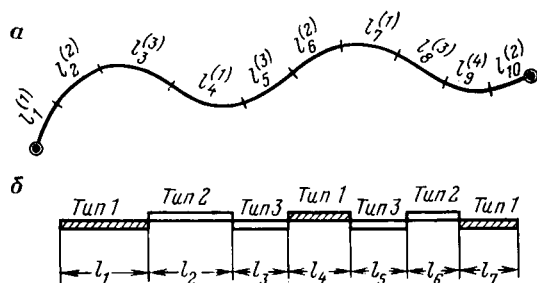


Рис. 10.1. Структурная схема строительства трубопроводов в горах

ОПТИМАЛЬНАЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ РАБОТ

Допустим, что на рассматриваемом участке трассы длиной L имеется n участков длиной l_i с характерными признаками, исключающими возможность ведения работ по одинаковой технологии. В числе этих участков имеются и однотипные. Например, на участке L (рис. 10,2, а) имеются участки l_1' и l_5' категории 1, l_2^2 , l_6^2 , l_{10}^2 категории 2; l_3^3 , l_8^3 категории 3 и т. д. Это означает, что на участках l_1 и l_5 технология ведения работ одинакова, на участках l_2 , l_6 , l_{10} она одинакова для этих участков, но отлична от технологии ведения работ на участках l_1 и l_5 и т. д. Приведем классификации участков по однотипности выполнения работ, используя общую классификацию местности. В горах имеются долины и собственно горы. Долины, имеющие участки с уклонами до $8-10^\circ$, относятся к равнинам; на них можно выполнять работы по поточной технологии. На других участках работы выполняют по специальной технологии. Имея это в виду, составим классификацию местности (табл. 10.1). Как видно из таблицы, 1-й тип — равнина — допускает применение обычной технологии. Границы между различными типами местности определяются необходимостью изменения технологии основных работ. Например, возьмем 4-й и 19-й типы: 4-й тип — это продольный уклон до 20° со скальным грунтом, 19-й тип — косогор с продольным уклоном до 50° и с поперечным уклоном до 20° . В первом случае необходимо лишь устройство траншей, а изоляция и укладка могут выполняться обычной колонной с несущественным изменением расстановки механизмов; второй случай требует совершенно новой технологии устройства полок и т. д. Но если выделить по трассе участки 4-го и 19-го типов, то на всех однотипных участках можно применять одинаковую технологию, что дает возможность оценивать выполняемые работы по заданному критерию оптимальности. Пусть в качестве критерия используются затраты на строительство работы w на единицу длины трубопровода. Для каждого типа местности можно применить несколько технологических схем. Каждая из них требует определенных затрат w_i . Процесс поиска оптимальной последовательности работ будем рассматривать как многоступенчатый. На каждом шаге будем вводить в рассмотрение возможные технологические схемы и продолжать путь, имеющий наименьшую стоимость. Вследствие того что на каждом шаге продолжается лучший путь, на последнем шаге будет достигнута наилучшая последовательность технологических схем в целом. Это условие можно записать в виде $w_{\text{опт}} = \min(w_i + w_{i+1})$, где w_i — минимальная стоимость работ на предыдущем пути; w_{i+1} — минимальная стоимость работ на рассматриваемом шаге. Процесс реализации поиска оптимальной последовательности рассмотрим на участке трассы длиной L (см. рис. 10.2), включающей n участков l_i , на каждом из которых требуется смена технологии строительства по срав-

Рис. 10.2. Схема распределения участков l_i , составляющих участок трассы



нению с предыдущим участком. Введем следующие обозначения: w_i ($1, 2, \dots, k$) — затраты на строительство единицы длины трубопровода на местности i -го типа по одной из k возможных технологических схем; w_{ii} — затраты на 1 км пути при перебазировании строительных колонн (бригад) с участка i -го типа на другой участок i -го типа. Последний должен быть обязательно однотипен с тем, на котором работала колонна, но не может быть его соседом. Поэтому колонна перебазировается на новый участок и сразу же приступает к работе по отлаженной на предыдущем участке технологии; w_{im} — затраты на переоснащение колонны (бригады), работающей на участке i -го типа по одной технологии, для работы на участке m -го типа по новой технологии; n — число колонн (бригад), работающих на строительстве участка L . Простейшим будет случай $n=1$, т. е. создана одна комплексная колонна, способная вести работы на местности любого типа в пределах L . Однако это не значит, что работа будет вестись от начала участка L до его конца последовательно. В комплексной колонне в любом случае будут созданы специальные бригады для работ на разнотипных участках. Поэтому возникает задача использования основного звена комплексной механизированной колонны (одна бригада) и специализированных бригад (две-три бригады и т. д.). Каким образом использовать основное звено и специализированные бригады — это уже оптимизационная задача с n -м числом

Таблица 10.1. Классификация местности по технологии строительства

Тип местности	Номер категории по прил. 1	Тип местности	Номер категории по прил. 1	Тип местности	Номер категории по прил. 1
1	1—11	9	54	16	65, 66
2	44, 45	10	55, 60	17	67
3	47, 48	11	56	18	69, 70
4	46	12	57, 58, 61, 62	19	71, 75
5	49	13	59	20	72
6	50	14	63, 68	21	73, 76
7	52	15	64	22	74
8	51, 53				

бригад. Введем на первом шаге в рассмотрение стоимости работ на первом участке $W_1 = \omega_1(1, 2, 3, 4)l_1$. Цифры 1, 2, 3, 4 показывают, что на нем возможны четыре различные технологические схемы; соответственно будем иметь в виду и четыре стоимости. В качестве основной выбираем ту схему, стоимость которой минимальна, т. е. исследуем условие $W_1 = \min \omega_1(1, 2, 3, 4)l_1$.

Переходим ко второму шагу. Бригада закончила работу на первом участке и подошла ко второму. Необходимо решить вопрос, переоснащать бригаду и приступать к работе на втором участке или переезжать на какой-либо участок с однотипной местностью и там продолжить работу. Из рис. 10.2, б видно, что однотипны участки l_1 , l_4 и l_7 . Затраты на переоснащение колонны для работы на участке l_2 составляют ω_{12} , включая и убытки, которые могут быть из-за простоя лишней техники. Затраты на перебазировку с участка l_1 на однотипный участок l_4 составят $\omega_{11}(l_2 + l_3)$; затраты на строительство на участке l_4 составят $W_4 = \min \omega_4(1, 2, \dots)l_4$.

Таким образом, на втором шаге получим полную величину критерия оптимальности

$$W_2 = \min \{ \min \omega_1(1, 2, \dots)l_1 + \min [\omega_{12} + \min \omega_2(1, 2, \dots)l_2 \omega_1(l_2 + l_3) + \min \omega_4(1, 2, \dots)l_4] \}. \quad (10.1)$$

Если окажется, что

$$\omega_{12} + \min \omega_2(1, 2, \dots)l_2 < \omega_{11}(l_2 + l_3) + \min \omega_4(1, 2, \dots)l_4, \quad (10.2)$$

то необходимо переоснащение колонны и продолжение работ на участке l_2 ; в противном случае следует перебазироваться на участок l_4 . Однако это может не быть оптимальной последовательностью, если рассматривать весь участок L . Поэтому нужно продолжить процесс поиска оптимальной последовательности работ.

Переходим к участку l_3 . Местность на нем отличается как от участка l_1 , так и от участков l_2 . Возможны два пути: колонна переоснащена для работы на участке l_2 , прошла его и, подойдя к участку l_3 , снова переоснащается для работы на нем; работа на участке l_2 не производится, а колонна перебазирована на однотипный участок l_4 . Затраты на переоснащение колонны, закончившей работу на участке l_2 , для работы на l_3 составят ω_{23} ; затраты для выполнения работ на участке l_3 по аналогии с l_1 $W_3 = \min \omega_3(1, 2, \dots)l_3$.

Можно поступить иначе: не переоснащая колонну для работы на участке l_3 , перебазировать ее на однотипный участок l_2 через участок l_6 . Затраты на эту перебазировку и стоимость работ на участке l_6 составят $\omega_{22}(l_3 + l_4 + l_5) + \min \omega_6(1, 2, \dots)l_6$.

Таким образом, на третьем шаге имеем для полной величины критерия оптимальности

$$W_3 = \min \begin{cases} W_2 + \min [\omega_{23}, \min \omega_3(1, 2 \dots) l_3]; \\ W_2 + \min [\omega_{22}(l_3 + l_4 + l_5) + \min \omega_6(1, 2 \dots) l_6]. \end{cases}$$

Это выражение должно быть проанализировано с учетом всех возможных путей продолжения технологической последовательности на втором шаге, определяемых формулой (10.1). Выше было отмечено, что, если имеет место условие (10.2), то работы продолжаются на участке l_2 с переоснащением колонны, если нет, то — на участке l_4 . На третьем шаге должны быть исследованы возможности перехода с участка l_2 на l_6 , т. е. должны быть определены затраты из условия

$$W_3 = \min \begin{cases} [\min \omega_1(1, 2 \dots) l_1 + \omega_2 + \min \omega_2(1, 2 \dots) l_2] + \\ + [\omega_{23} + \min \omega_3(1, 2 \dots) l_3]; \\ [\min \omega_1(1, 2 \dots) l_1 + \omega_{11}(l_1 + l_3) + \\ + \min \omega_4(1, 2 \dots) l_4]; \\ [\min \omega_1(1, 2 \dots) l_1 + \min \omega_2 + \omega_{22}(l_3 + l_4 + l_5) + \\ + \min \omega_6(1, 2 \dots) l_6]. \end{cases} \quad (10.3)$$

На четвертом шаге осуществляем переход с участка l_3 на участок l_4 и проверяем целесообразность перехода на однотипный участок l_4 . По аналогии с предыдущим находим полную величину критерия оптимальности:

$$W_4 = \min \begin{cases} [W_3 + \omega_{34} + \omega_1(1, 2 \dots) l_4]; \\ [W_1 + \omega_{11}(l_2 + l_3) + \min \omega_1 l_4 + \omega_{11}(l_5 + l_6) + \min \omega_7 l_7]. \end{cases} \quad (10.4)$$

В этом выражении W_3 исследуется по всем вариантам, а не только по минимуму затрат.

Процесс поиска продолжаем аналогичным образом до тех пор, пока не появится необходимость возвращения колонны или бригады на предыдущие участки. Допустим, на каком-то шаге был достигнут последний участок, но остались незаконченными строительством какие-то предыдущие участки. Необходимо вернуть колонну на один из этих участков и учесть затраты на возвращение. Допустим, что на четвертом шаге было установлено, что необходимо перебазировать колонну на участок l_4 , а затем на l_7 , т. е. при этом будут закончены строительством все однотипные участки. Но работы на участках l_2 , l_3 , l_5 и l_6 будут еще не выполнены. Процесс оптимизации далее будем продолжать в обратном направлении, но исключив из рассмотрения уже законченные строительством участки l_1 , l_4 , l_7 . Процесс определения оптимальной последовательности

Таблица 10.2.

Номер участка	Тип участка	Длина участка	Затраты на строительные работы на 1 км трубопровода по схеме		
			1	2	3
1	1	10	1	1,1	0,8
2	2	5	1,5	1,2	1,3
3	3	2	3	2,5	3,2
4	1	3	1	1,1	0,8
5	3	7	3	8,5	3,2
6	2	4	1,5	1,2	1,3
7	1	2	1	1,1	0,8

Примечание. Затраты на переоснащение $w_{im}=1$, затраты на перебазирование на 1 км $w_{ii}=0,1$.

заканчивается, когда будут рассмотрены все участки и при этом получен минимум полной величины оптимальности.

Рассмотрим пример, приняв в соответствии с рис. 10.2 следующие условные исходные данные (табл. 10.2). Будем считать, что все работы должны быть выполнены одной колонной. Последовательность решения задачи представим в виде шагов, на каждом из которых выполняется определенная процедура вычисления.

Первый шаг. Выбираем первые по оптимальности схемы работ на каждом участке. Из табл. 10.2 для первого участка (тип местности 1) имеем $W_1(3)=0,8$.

Второй шаг. Определяем W_2 по формуле (10.1):

$$\text{Работа на } l_1 \qquad \qquad \qquad \text{Работа на } l_2$$

$$W_2 = \min \{ (1; 1,1; 0,8) 10 + \min \{ (1 + \min(1,5; 1,2; 1,3) 5);$$

Переход и работа на l_4

$$0,1(5+2) + \min(1; 1,1; 0,8) 3 \} = \min \{ 8 + \min(7; 3,1) \} = 11,1.$$

Как видно, на втором шаге более выгодными оказываются перебазировка колонны и продолжение работы на участке l_4 . Если принять вариант переоснащения колонны и продолжения работы на участке l_2 , то стоимость работ будет $W_2=15$, на 3,9 условных единицы больше.

Третий шаг. Определяем W_3 по формуле (10.3).

Используя данные табл. 10.2, получаем

$$W_3 = \min \left\{ \begin{array}{l} \text{переход с } l_2 \text{ на } l_3 \\ (0,8 \cdot 10 + 1 + 1,2 \cdot 5) + (1 + 2,5 \cdot 2) = 21 \\ \text{переход с } l_1 \text{ на } l_4 \\ (0,8 \cdot 10 + 0,1 \cdot 7 + 0,8 \cdot 3) = 11,1 \\ \text{переход с } l_4 \text{ на } l_6 \\ (0,8 \cdot 10 + 11,1 + 0,1 \cdot 12 + 1,2 \cdot 2) = 22,7 \end{array} \right\} = 11,1.$$

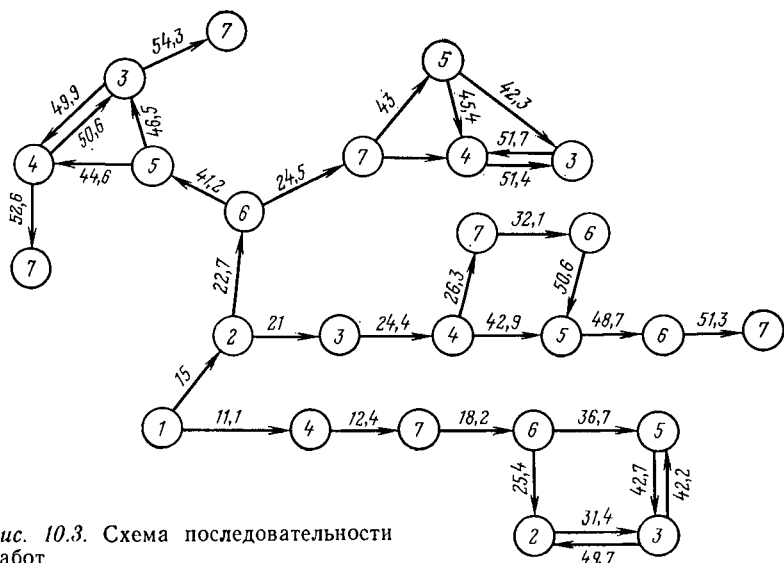


Рис. 10.3. Схема последовательности работ

На первых трех шагах наиболее выгодным будет переход с участка l_1 на однотипный участок l_4 .

Четвертый шаг. На четвертом шаге

$$W_3 = \min \left[\begin{array}{l} 21 + 1 + 0,8 \cdot 3 = 24,4 \text{ (путь } 1-2-3-4) \\ 22,7 \text{ (путь } 1-2-6) \\ 8 + 0,1 \cdot 12 + 0,8 \cdot 3 = 12,4 \text{ (путь } 1-4-7) \end{array} \right] = 12,4 \text{ (путь } 1-4-7).$$

В скобках показана последовательность перехода с участка на участок. Как видно, из всех рассмотренных на первых четырех шагах технологических последовательностей минимальной стоимостью обладает путь с участка l_1 на участок l_4 : $W = 11,1$. Определенные в результате вычислений на первом—четвертом шагах последовательности имеют значения: $(1-4-7)$ $W = 12,4$; $(1-2-3-4)$ $W = 24,4$; $(1-2-6)$ $W = 22,7$. Наиболее перспективна последовательность $1-4-7$, обладающая минимальной скоростью. На следующем шаге эта последовательность требует обязательного переоснащения колонны. Находим W_5

$$W_5 = \min \left[\begin{array}{l} 12,4 (1-4-7) + w_{76} + w_6 l_6 \\ 22,7 (1-2-6) + w_{67} + w_7 l_7 \\ 24,4 (1-2-3-4) + w_{45} + w_5 l_5 \\ 24,4 (1-2-3-4) + w_{44} (l_5 + l_6) + w_7 l_7 \\ 22,7 (1-2-6) + w_{65} + w_5 l_5 \end{array} \right].$$

Подставив значения величин, входящих в W_5 , получаем $W_5=18,2$ (путь 1—4—7—6). Выполняя вычисления на последнем шаге, получаем следующие технологические последовательности (в возрастающем по затратам порядке): 49,2 (1—4—7—6—2—3—5); 49,7 (1—4—7—6—5—3—2); 50,6 (1—2—3—4—7—6—5); 51,3 (1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 и 1, 2, 6, 7, 5, 4, 3); 51,7 (1, 2, 6, 7, 5, 3, 4); 52,6 (1, 2, 6, 5, 3, 4, 7); 54,3 (1, 2, 6, 5, 4, 3, 7). Схема последовательностей изображена на рис. 10.3. Как видно, в условиях рассматриваемого примера лучшей будет технологическая последовательность 1—4—7—6—2—3—5, в которой только два переоснащения колонны.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ

Основные технологические операции при строительстве трубопроводов в горах приведены на рис. 10.1.

Подготовительные работы включают три последовательно выполняемые операции: обследование, расчистку трассы, устройство подъездных путей. В обследование трассы должны обязательно входить аэрофотосъемка в полосе 200—500 м, визуальное изучение трассы, инструментальные измерения. В результате этих работ устанавливают: оползневые участки, их конфигурацию, размеры, состояние (активное, спокойное), возможность активизации при строительстве, возможность переноса трассы из оползневых участков; возможные варианты транспортировки труб и строительных материалов по трассе; участки, пересекаемые селевыми потоками; внимательно изучают на месте все ручьи (даже пересохшие), овраги, канавы вдоль трассы и пересекающие ее; они, как правило, в период ливневых дождей становятся путями мощных потоков стекающей с гор воды; возможность передвижения по крутым подъемам и спускам, косогорам тракторов, трубоукладчиков; характеристики лесокустарникового покрытия трассы. Результаты обследования трассы записывают в специальный журнал и фиксируют на рабочих чертежах.

При расчистке трассы от лесокустарникового покрытия и валунов, для обеспечения нормальных условий строительства и эксплуатации трубопровода вырубает полосу леса шириной 10—20 м.

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. При определении мест подъездов учитывают следующее: продольный уклон подъездных дорог не должен превышать 15°;

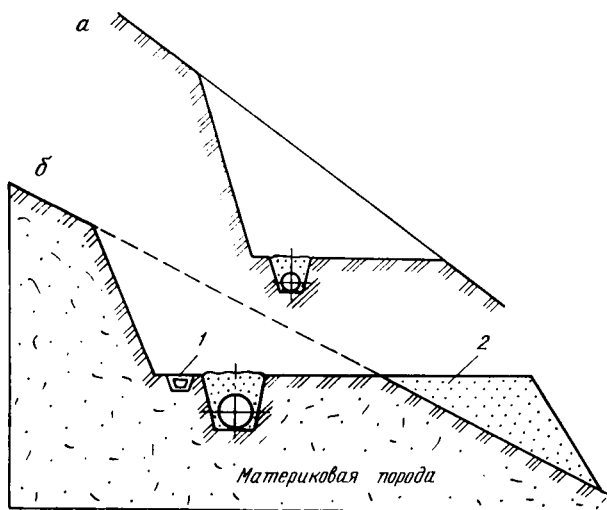


Рис. 10.4. Схемы полков

повороты и закругления подъезда в плане должны иметь радиус не меньше 20 м; ширина проезжей части должна быть не менее 3—4 м; объем земляных и скальных работ по строительству подъездов должен быть наименьшим, поэтому рассматриваются различные варианты подъездов и принимается наилучший.

Устройство полков выполняется в скальном и мягком грунтах. Полкой в трубопроводном строительстве называют грунтовую выемку на косогоре, устраиваемую для прохода сварочно-монтажных и изоляционно-укладочных машин. Конструктивные схемы полков изображены на рис. 10.4. В скальном грунте полку делают в виде чистой выработки без кювета (рис. 10.4, а), а в мягком грунте с кюветом из железобетонных коробов 1 (рис. 10.4, б). Причем важно, чтобы железобетонный кювет был закрыт сверху железобетонными плитами с отверстиями для стока в него воды. Если кювет не закрыть, после первых же дождей он полностью может быть занесен грунтом и вода, стекающая сверху, будет размывать полку. Часто ширину полки увеличивают за счет отсыпки грунта 2. Устройство полки в скальном грунте может быть выполнено с применением буровзрывных работ. Буровзрывные работы включают бурение шпуров, зарядание шпуров и взрывание зарядов взрывчатых веществ (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. 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. Их достоинство — пониженная взрывоопасность. Они незначительно реагируют на изменения 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. Следует отметить, что при устройстве полог взрывным способом одновременно разрыхляют и грунт в пределах зоны устройства траншеи. Поэтому здесь мы рассмотрим и этот вид взрывных работ. Рыхление грунта при устройстве траншей осуществляется группой небольших зарядов, помещенных в заранее пробуренные шпury. 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 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. Массу заряда G рассчитывают так, чтобы в результате взрыва образовалась воронка рыхления: $G = Ah^3$, где A — удельный расход ВВ в зависимости от категории породы (табл. 10.3); h — кратчайшее расстояние от открытой поверхности грунта до центра заряда (так называемая линия наименьшего сопротивления).

Заряды для рыхления при ширине разрабатываемой тран-

Таблица 10.3. Удельный расход ВВ

Порода	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

шен до 2 м располагают вдоль нее в один ряд; при большой ширине — в два ряда. Расстояние между зарядами в ряду определяется в зависимости от глубины заложения центра заряда, крепости породы, ее состояния. Обычно оно составляет 0,5—1 глубины траншей. Для уточнения выбранного расстояния между зарядами проводят опытную серию взрывов. Для рыхления монолитных скальных пород шпуров пробуривают перпендикулярно к поверхности грунта, а для рыхления пород со слоистой трещиноватостью — перпендикулярно к слоистости, что обеспечивает лучшее использование ВВ.

При устройстве полок иногда производят взрывы на выброс. При этом получают профиль полки, близкий к проектному. Массу заряда ВВ определяют по формуле $G = A\omega^3(0,6n^3 + 0,4)$, где ω — линия наименьшего сопротивления взрыву, равная кратчайшему расстоянию от центра заряда до свободной поверхности; $n = r/\omega$ — показатель взрыва; r — радиус воронки взрыва. При $n = 1$ образуется воронка нормального выброса, при $n > 1$ — воронка усиленного выброса и при $n < 1$ — воронка рыхления. При расчете значение A принимают равным утроенному значению удельных расходов ВВ, приведенных в табл. 10.3. Заряды для устройства полки при взрыве 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. 10.5, а). Зоны, заштрихованные на рисунке, дорабатывают механизированным способом. Взрывают обычно с замедлением: сначала нижний ряд ω_2 , затем верхний ω_1 . Расстояние между зарядами в ряду определяют по формуле $a = t\omega$, где $t = 1$ при $n = 1$ и $t = 1,25$ при $n = 1,5$. При устройстве полок 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. 10.5, б). Длины скважин определяют по формулам

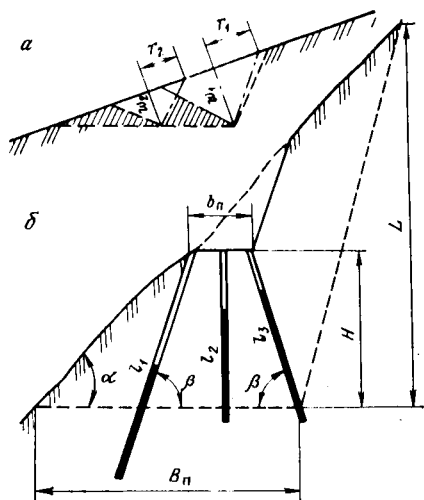


Рис. 10.5. Схемы размещения зарядов ВВ

$$l_1 = H/(\sin \alpha \sin \beta); \quad l_2 = H + h_{\text{нер}}; \quad l_3 = l_2/(\sin \beta),$$

где $h_{\text{пер}}$ — длина перебура. Остальные обозначения ясны из рис. 10.5, б.

На рис. 10.5, б изображена схема размещения скважин при поперечных уклонах от 45° до 60° для устройства полок в прочных скальных грунтах. В табл. 10.4 приведены параметры зарядов при короткозамедленном взрыве при поперечных уклонах косогора $\alpha=45^\circ$ и $\alpha=60^\circ$ (скважины диаметром 105 мм). Размеры получаемых полок (на рисунке показаны пунктиром): $B_{\text{п}}=11\div 12$ м, $L=15\div 16$ м при $\alpha=45^\circ$ и $L=30\div 32$ м при $\alpha=60^\circ$. Выброс породы 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. Если после взрыва остаются перемычки, большие глыбы, то их разрыхляют накладными или шпуровыми зарядами. Разрыхленный грунт укладывают вдоль устраиваемой траншеи так, чтобы он не мешал изоляционно-укладочным работам и чтобы его можно было использовать при засыпке 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.

Полки в мягком грунте на поперечных уклонах до 25° обычно разрабатывают бульдозером по двум схемам. Работа по первой схеме (продольными косыми ходами) изображена на рис. 10.6, а. Грунт разрабатывают послойно: сначала слой 1 на длину одного захода, затем слои 2, 3, 4 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. Недостатком схемы является то, что один и тот же грунт приходится переваливать несколько раз.

Таблица 10.4. Параметры зарядов

Параметр	Ряды зарядов					
	1-й		2-й		3-й	
	при α , градусы					
	45	60	45	60	45	60
Глубина скважины, м	9,5	12,8	7	11,4	7,5	11,6
Масса заряда G , 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

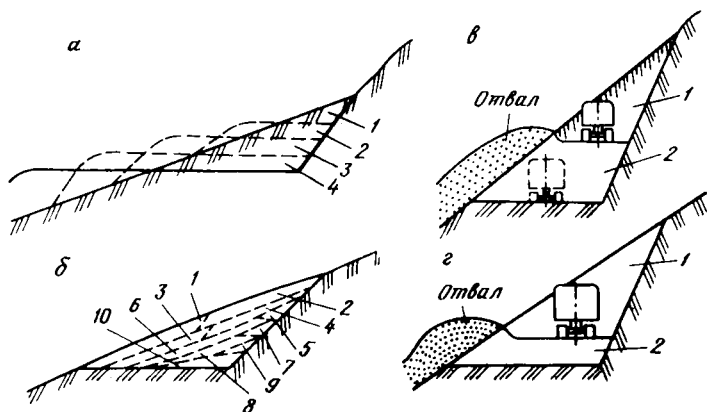


Рис. 10.6. Схема разработки полки

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. 10.6, б) с незначительным объемом продольных разработок. Последовательность снятия слоев грунта ясна из рисунка. Сначала снимают слои 1, 2, 3 и 4 (поперечными ходами), затем убирают грунт в зоне 5 (продольными ходами), после чего срезают слой 6. Слои 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. На поперечных уклонах более 25—30° полки устраивают одноковшовым экскаватором, оборудованным прямой лопатой, или экскаватором совместно с бульдозером. Экскаватором полку обрабатывают за один проход при высоте забоя до 6 м и за два прохода при большей высоте забоя. Такая схема разработки целесообразна при крутизне косогора 45° и более. На уклонах от 25 до 40° применяют иную схему работ — разработку полки осуществляют экскаватором и бульдозером (рис. 10.6, в). Экскаватор разрабатывает за один проход часть полки 1 на наибольшую высоту забоя, 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 неразрыленными глыбами (в скальных грунтах).

Разработка траншеи производится роторным и ковшовым экскаваторами, бульдозером или скрепером. Разработку траншеи роторным экскаватором применяют в мягких или разрыхленных скальных грунтах при продольном уклоне меньше пре-

дельного $\alpha_{\text{пр}}$. Значения предельных углов $\alpha_{\text{пр}}$ (в градусах) в зависимости от вида грунта следующие:

Суглинки и глины увлажненные	16,5
Суглинки и глины сухие	21
Песчаные и гравийные грунты	20—22
Скальный плотный грунт	24
Скальный взорванный грунт	26,5

При рытье траншей одноковшовым экскаватором без анкерования наибольшие продольные участки для обеспечения безопасности работ не должны превышать $\alpha_{\text{пр}}$. При $\alpha > \alpha_{\text{пр}}$ экскаватор закрепляют с помощью тракторов или бульдозеров. Опыт показал, что лучшие результаты достигаются при работе экскаваторов сверху вниз. Этот способ и более безопасен, так как ковш периодически выполняет функцию якоря. 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 30° достаточно одного бульдозера, а на 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 заякоривают ковшом в грунт и продолжают работу только после установки 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) недопустима.

Разработку траншей бульдозером применяют на продольных уклонах более 36° . Траншею-лоток разрабатывают бульдозером на ширину, несколько большую, чем ширина отвала. Разработку траншей 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 наверху уклона и при продвижении бульдозера следуют за ним, а затем вытаскивают бульдозер на исходную позицию.

Разработку траншей канатной скреперной установкой применяют на продольных уклонах более 40° . Схема разработки траншей на продольном уклоне изображена на рис. 10.7. Внизу уклона устанавливают двухбарабанную скреперную лебедку 1, а наверху 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 наверху уклона. Тяговый трос 2 должен быть несколько длиннее продольного уклона. Обычно используют тяговый трос диа-

метром 24—26 мм, а вспомогательный — диаметром 16—18 мм. Траншеею разрабатывают сверху вниз: наверх уклона ковш 3 поднимают при холостом ходе. Для этого ковш изготавливают с односторонней режущей частью, направленной книзу уклона. Поворотный блок наверху уклона должен выдерживать усилие, необходимое для подъема ковша. Грунт, скатывающийся вниз уклона, периодически перемещают бульдозером 7 в отвал 6. При этом тягловый и вспомогательный тросы отводят в сторону.

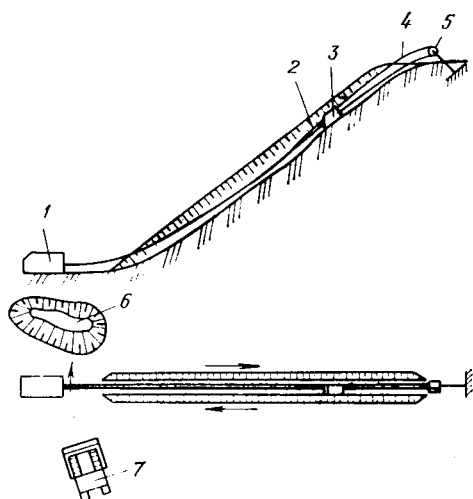


Рис. 10.7. Схема разработки траншеи скрепером

Разрабатывать траншеи скреперной установкой можно при уклонах любой крутизны. Длина траншеи ограничивается лишь длиной тросов.

Монтаж и сварка трубопровода в горах имеют существенные различия по сравнению с аналогичными операциями в равнинных условиях. Основные из них — невозможность организации непрерывного наращивания трубопровода из секций на всех участках трассы; необходимость футеровки труб на участках скальных грунтов; необходимость укладки на отдельных участках полностью оснащенных плетей труб (включая изоляцию и футеровку); большое число кривых вставок. В состав укрупненной операции «монтаж и сварка» будем относить только такие технологические разновидности, которые выполняются с неизолированной в процессе строительства трубой. Рассмотрим основные из них. Сварка секций труб на трубосварочных базах (ТСБ) в отличие от сварки секций на ТСБ в равнинных условиях производится не из трех-четырех труб, а из такого числа труб, при котором размеры секций позволяют транспортировать их по горным дорогам или по вдольтрассовым проездам. ТСБ должна иметь не только стенды сварки прямых труб, но и стенды гнутья труб, сварки кривых вставок, точной их подгонки.

Пункты размещения ТСБ должны выбираться с таким расчетом, чтобы на них можно было создать достаточный запас труб и материалов, расположить поселок строителей. Кроме того, размещение базы должно обеспечивать доставку труб на нее с железнодорожных станций или пристаней автомобильным транспортом без использования тракторов. В зависимости

от сложности условий района строительства применяют следующие схемы транспортировки труб: доставка труб на базу для сварки их в секцию или гнутья с последующей транспортировкой секции и гнутых труб к месту монтажа; бесперевалочная доставка труб к месту монтажа. Первая схема может быть использована в случае, если 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 перевозка по ним секций невозможна. Одиночные трубы на базу или к месту работ доставляют трубовозами, имеющими повышенную проходимость, способными преодолевать затяжные подъемы с крутизной до 12° и подъемы небольшой длины с крутизной до 20° . Минимальный радиус поворота 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 увеличить радиус поворота существующих дорог, проложить временные дороги, построить временные мосты. Это позволит увеличить плечо трассы, обслуживаемое одной трубосварочной базой. На подъемах $15\text{--}20^\circ$, которые не могут быть преодолены плетевозами 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 уклонов более $15\text{--}20^\circ$ (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. Монтаж и сварка труб в нитку выполняются, как правило, после разработки траншей. На участках, сложенных чередующимися подъемами и спусками крутизной меньше $\alpha_{\text{пр}}$, целесообразно последовательное наращивание трубопровода. На участках с $\alpha > \alpha_{\text{пр}}$ возможны два основных варианта — монтаж снизу вверх и сверху вниз. Особенностью сварочно-монтажных работ в таких условиях является необходимость закрепления (анкеровки) трубоукладчиков и других машин, работающих на уклоне, от самопроизвольного сползания вниз. Особенно это важно, если грунт влажный или тем более насыщен водой. Закреплять трубоукладчики можно с помощью тросов за другие трубоукладчики или тракторы, расположенные наверху уклона. На практике при очень большой крутизне уклона применяют способ, позволяющий сменить трубопровод, не работая на самом уклоне (рис. 10.8). Секция из двух — четырех труб или отдельные трубы доставляют наверх уклона на подготовленную площадку. Первую секцию одним или двумя трубоукладчиками T_1 и T_2 опускают

Рис. 10.8. Схема монтажа труб сверху вниз:

1 — тяговый трос; 2 — трубопровод; 3 — наращиваемая секция; 4 — трос; T_1 , T_2 — трубоукладчики; Tr_1 , Tr_2 — тракторы

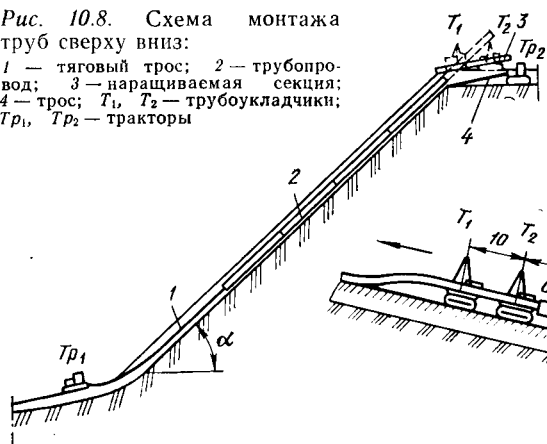
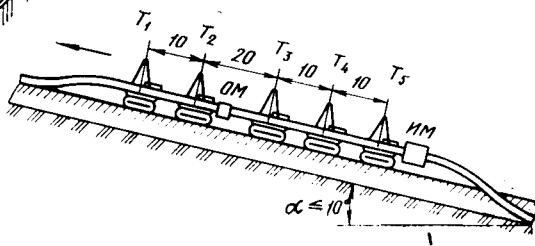


Рис. 10.9. Схема расстановки трубоукладчиков на уклоне до 20° :

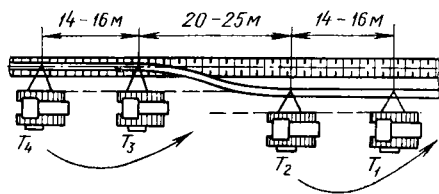
T_1 — T_5 — трубоукладчики; OM и $ИМ$ — очистная и изоляционная машины



в траншею в начале уклона и закрепляют 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 к ее верхнему концу пристыковывают 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 уклоне.

Изоляция, футеровка и укладка в траншею. Выполнить изоляцию на продольных уклонах весьма сложно, особенно изоляцию труб большого диаметра. Рассмотрим основные разновидности указанных операций. Изоляцию стыков и футеровку применяют при укладке участка трубопровода, сваренного из заранее изолированных секций труб. Для сохранения изоляции при монтаже, а также от повреждений скальным грунтом при укладке поверх изоляции трубы футеруют — покрывают деревянной рейкой или специальными скорлупами, закрепленными проволочными стяжками (из проволоки-катанки диаметром 4—5 мм). Изоляцию стыков выполняют на уклоне вслед за сваркой. Это позволяет сразу же укладывать трубы в траншею. Изоляцию секций труб и их футеровку выполняют на ТСБ. Изоляцию и футеровку совмещают с укладкой. Футеровка делается только в тех случаях, когда траншеи разработаны в скальном грунте, а мягкого грунта нет. Следует отметить, что футеровка — весьма недолговременное защитное покрытие. Дерево через три-четыре года гнивает и изоляционное покрытие разрушается кусками скального грунта. Поэтому лучше всего применять мягкий грунт для защиты изоляции. В траншею отсы-

а



б

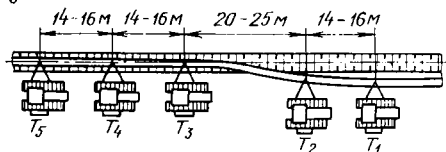


Рис. 10.10. Схемы укладки трубопровода способом перехода

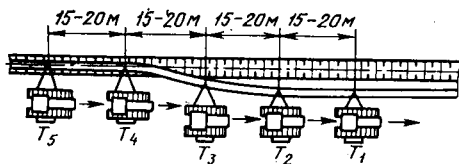
пают мягкий грунт толщиной 15—20 см, на него укладывают трубу и засыпают мягким грунтом и уже поверх него — скальный грунт.

Укладка трубопровода может выполняться по одной из приводимых ниже технологий: совмещенной и раздельной. При совмещенном методе изоляция и укладка ведутся одновременно, а при раздельном трубопровод изолируют на бровке траншеи, затем перекладывают в нее. На продольных уклонах до 20° работы ведут как совме-

щенным, так и раздельным методом. Изоляционная колонна при совмещенном методе состоит из пяти трубоукладчиков большой грузоподъемности. Схема расстановки машин изображена на рис. 10.9. 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 (без очистной и изоляционной машин) и укладывает трубы в траншею. Укладка может быть осуществлена способом поочередного перехода (рис. 10.10, а). Отметим лишь, что трубоукладчики T₁ и T₂ подвигают трубу к траншее, а T₃ и T₄ — укладывают. Первым переходит на новое место трубоукладчик T₄ и лишь затем — T₂. Р. Д. Габелая предложил несколько иной вид раздельной укладки (рис. 10, 10, б). В работе участвуют пять трубоукладчиков. При такой схеме обеспечивается большая устойчивость колонны. Первым переходит на новое место трубоукладчик T₅, а затем T₂ 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. 10.11). Трубоукладчики T₂—T₅ надвигают трубопровод и опускают его в траншею до тех пор, пока T₅ не освободится от нагрузки. После этого T₅, не снимая мягкого захвата, передвигается вперед вплотную к трубоукладчику T₄ и принимает нагрузку на себя. Таким же образом перемещается трубоукладчик T₄, а за-

Рис. 10.11. Схема укладки трубопровода способом последовательного продвижения



тем T_3 , T_2 и наконец T_1 , который продвигается вперед на 15—20 м. Далее операция повторяется.

На продольных уклонах и косогорах монтаж трубопровода можно производить с помощью канатных систем, аналогичных схеме, изображенной на рис. 10.7. Полностью подготовленные к укладке секции труб доставляются на уклон как по грунту, так и в подвешенном на грузовом тросе положении. В последнем случае грузовой трос закрепляют на А-образных опорах таким образом, чтобы можно было транспортировать по нему секции труб на грузовой тележке.

Глава 11

СТРОИТЕЛЬСТВО ТРУБОПРОВОДОВ В ПУСТЫНЯХ

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 °С в тени при относительной влажности воздуха 6—10 %, а зимой —35 °С. Пески, например, в пустынях Кызылкумы 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 км. Учитывая необычные климатические условия пустынь, Ленинградский научно-исследователь-

ский 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 учитывается преимущественное направление ветров и особенно пыльных буранов. 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 буранов 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 первоостепенное 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 км, как это бывает в нормальных условиях.

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. 11.1). Однако если в обычных условиях глубина заложения труб определяется в основном требованиями обеспечения защиты их от внешних

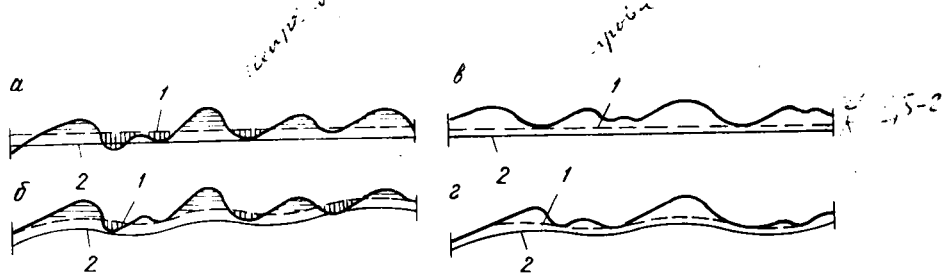


Рис. 11.1. Схемы укладки трубопроводов в пустыне с учетом рельефа

механических воздействий, то для труб, укладываемых в сыпучие (песчаные) грунты, этот критерий оказывается недостаточным, поскольку 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 срезаемый песок заполнил впадины. Поверхность планировки 1 получается ровной. На рис. 11.1, а 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 1 (рис. 11.1, 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 сравнению с первой. Искривленный трубопровод под воздейст-

нием 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, искривляются еще больше, выходят на поверхность грунта, образуя так называемые выпучины. Продольно-поперечная устойчивость такого участка уменьшается, способность сопротивляться продольным силам — снижается. В результате удлинения участков, прилегающих к выпучине, стрелка прогиба выпучины еще больше возрастает без увеличения продольной силы, что в конце концов приводит к излому труб на участках выпучивания. 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. 11.1, 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. 11.1, г). Это приводит к меньшему объему земляных работ, но, естественно, 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 останавливающие 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 неприемлемо, 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, трапецеидальные и консольные переходы, позволяющие проходить этим машинам. Однако вследствие недостаточного защемления сыпучими грунтами подземных участков труб, прилегающих к надземным, происходит дополнительное продольное сжатие надземных конструкций. На рис. 11.2 изображены схемы трапецеидального перехода. Если же не учитывать влияния подземных участков, то переход должен рассчитываться только на воздействия в пределах участка l_0 (рис. 11.2, а). Если же учитывать влияние подземных участков (рис. 11.2, б), то

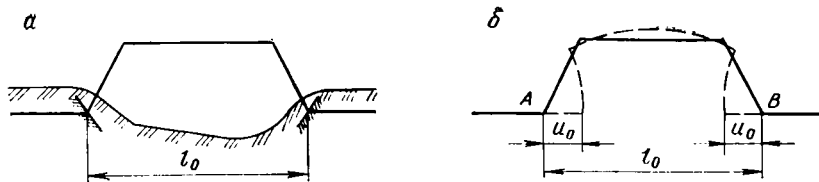


Рис. 11.2. Схемы трапецидального перехода

при расчете конструкции перехода следует принять во внимание дополнительное сжатие перехода в сечениях A и B на величину u_0 . 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 ему 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.

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 строительно-монтажных 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 груженные 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 строительно-монтажных работ. Работа транспорта в пустынях исключительно сложна. Проходимость обычных машин в песках значительно уменьшается, а колесные автомашины с одной ведущей осью перемещаются по рыхлым пескам с большим трудом. Опыт строительства газопровода в пустынях Кызылкумы 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 буранов сохраняется длительное время. По барханным 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. Плети 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 с подготовки трассы и кончая засыпкой уложенного трубопровода, выполняются на протяжении не более 2—5 км в зависимости от погоды и состояния пес-

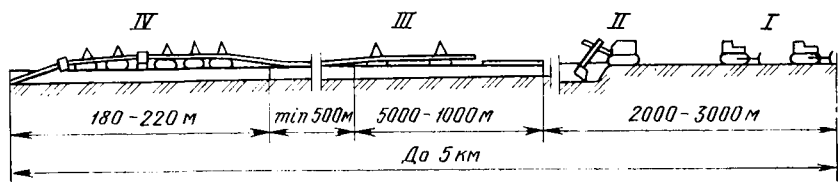


Рис. 11.3. Схема выполнения работ по строительству трубопровода в пустыне:

I — планировка грунта; II — устройство траншей; III — сварка труб; IV — изоляция и укладка

ков. Это требование диктуется в основном тем, что частые 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 пустынь Кызылкум и Каракум — 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 изображена на рис. 11.3. Между участками сварочно-монтажных и изоляционно-укладочных работ должен сохраняться постоянный разрыв не менее 50 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 засыпкой трубопровода. Одновременно с планировкой барханов бульдозерами или экскаваторами отрывают траншею. При рытье траншей одноковшовыми экскаваторами для одной укладочной колонны требуется 2—3 экскаватора, работающих одновременно со сменой мест работы по ходу движения (рис. 11.4, а). В песчаных грунтах весьма эффективна разработка траншей

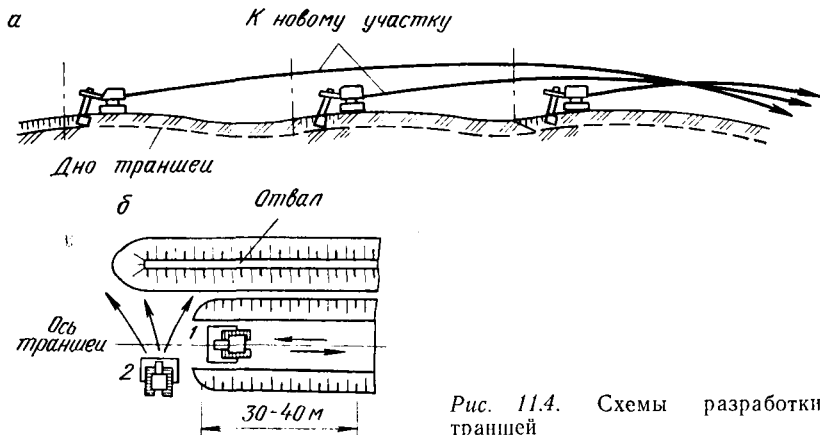


Рис. 11.4. Схемы разработки траншей

двумя бульдозерами (рис. 11.4, б). 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 закрылки, что увеличивает объем одновременно перемещаемого грунта до 3—4 м³. При разработке закрепленных песков в ряде случаев применяли роторные экскаваторы. Если продольный профиль трубопровода составляют таким образом, что верх трубы должен быть расположен на 1,5—2 м ниже отметок межрядовых понижения, то барханы планируют сразу до проектных отметок заложения труб. Земляные работы выполняют мощными бульдозерами по следующей схеме (рис. 11.5). На первой стадии бульдозеры перемещают грунт в поперечном направлении (рис. 11.5, а), а затем в продольном — с отвалом песка в межрядовые углубления (рис. 11.5, 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 этажа (рис. 11.6). 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

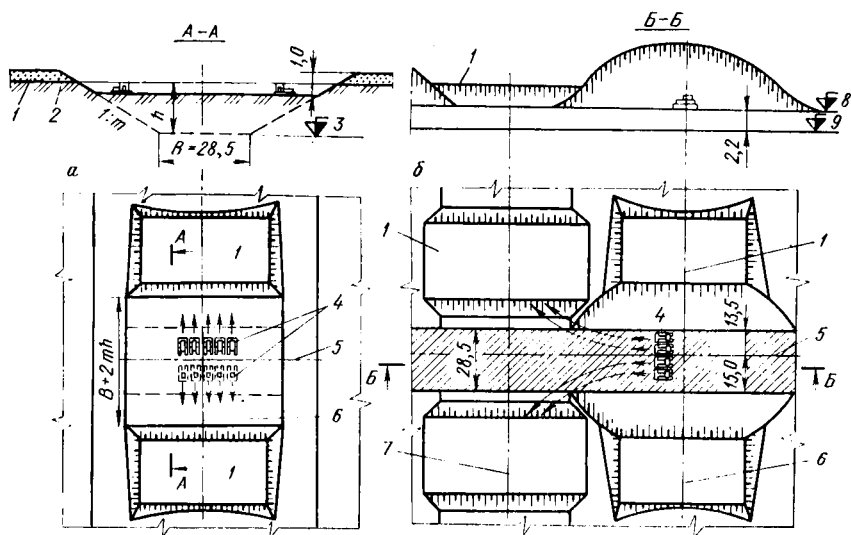


Рис. 11.5. Схема разработки грунта бульдозерами:

a — 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 межгрядного понижения; 8 — подошва бархана; 9 — дно траншеи

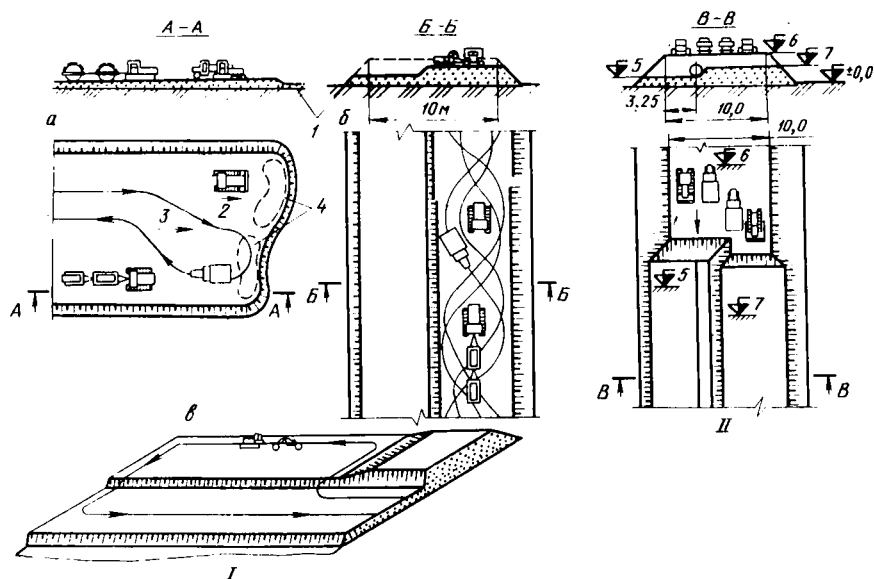


Рис. 11.6. Схема выполнения земляных работ на насыпи:

I — устройство насыпи; *a* — отсыпка насыпи с «головы» при отсутствии поезда; *б* — отсыпка насыпи при наличии поезда; *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; 5 — низ трубы; 6 — верх насыпи; 7 — верх трубы

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 изоляционно-укладочных работах 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 поверху. Основные элементы технологической схемы изоляционно-укладочных работ практически не отличаются от схем, рассмотренных в гл. 8. 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.

Глава 12

ОСОБЕННОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ТРУБОПРОВОДОВ НА ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ

Как известно из курса механики грунтов [1], вечномерзлые грунты обладают рядом особенностей, делающих их весьма неблагоприятными для любого строительства, в том числе и трубопроводного. Основным строительным недостатком вечномерзлых грунтов является изменчивость их несущей способности в очень широких пределах. При отрицательной температуре они могут воспринимать весьма большие нагрузки без заметных деформаций, а при нулевой и тем более положительной температуре, они теряют несущую способность и разжижаются. При повторном замерзании грунты вспучиваются,

растрескиваются, что может привести к разрушениям трубопроводных конструкций, расположенных в таком грунте. Это требует принятия специальных защитных мер, конструктивного или технологического характера. В зимний период вечномерзлые грунты представляют монолит скального типа, что обеспечивает работу на нем любых строительно-монтажных машин, т. е. технология строительства линейной части трубопроводов остается такой же, как и в нормальных условиях. Это относится к расстановке трубоукладчиков, очистных и изоляционных машин, организации поточного строительства и т. д. В летний период работы по строительству линейной части либо полностью прекращаются, либо производятся по технологии, применяемой на болотах. Рассмотрим далее особенности работы трубопроводов в вечномерзлых грунтах, особенности их конструкций и технологии строительства.

На вечномерзлых грунтах применяются главным образом две конструктивные схемы — подземная и надземная (табл. 12.1). Подземная схема прокладки применяется для всех типов мерзлоты. Трубопровод укладывается в зимний период в траншею и закрепляется в проектном положении навешиванием на трубу утяжеляющих грузов или анкерами. Утяжеляющие грузы должны обеспечить компенсацию не только силы Архимеда, но и взвешивающего усилия, обусловливаемого продольной силой, действующей в трубопроводе. Масса грузов достигает тысячи тонн на 1 км трубопровода диаметром 1420 мм. Доставка такого количества грузов требует огромного числа автомобилей. Однако надежность трубопроводов, утяжеленных грузами, невысока; грузы часто сваливаются с труб, и они всплывают. Для повышения эксплуатационной надежности газопроводов большого диаметра может применяться крепление труб дисковыми анкерами, замороженными в грунт. Анкеры представляют металлические диски диаметром 150—200 см, прикрепленные к стальным тягам (тяги и диски могут быть и из других материалов) и погруженные в пробуренные скважины.

Надземный трубопровод сооружают на опорах, устанавливаемых в вечномерзлом грунте. Расстояния между опорами определяются расчетом. Для компенсации продольных удлинений трубопровода на нем через определенные расстояния устанавливают компенсаторы.

Остановимся на особенностях работы магистрального трубопровода, сооруженного на вечной мерзлоте.

Наиболее существенное влияние на условия работы оказывает изменчивость физико-механических характеристик грунтов при изменении температуры. Если температура перекачиваемого продукта отрицательная, то мерзлый грунт вокруг трубы оттаивать не будет и, следовательно, несущая способность его не будет уменьшаться. Это в свою очередь обеспечит устойчивое положение трубопровода и достаточно высокую его

таблица 12.1. Рекомендуемые системы прокладки трубопроводов в условиях вечномерзлых грунтов

Сложность участка по возможности криоло- гических условий	Группа типов местности	Характеристика грунтов по просадочности	Методика определения осадок	Рекоменду- емая система в зависи-
				«Горячий»
Средней	IV группа Речные террасы, за- лесенная пойма	I категория Непросадочные при от- таивании, дающие незначи- тельную равномерную осадку	Практически не учитывают- ся	Подземная
	III группа Болота в междуре- чьях, надпойменные террасы		Фильтрацион- ная	Подводная с пригрузкой и в насыпи
Сложной	II группа Тундровые и лесо- тундровые плохо дренированные мест- ности	II категория Малопросадочные, дающие равномерную осадку до 10% от мощности оттаяв- шего слоя	Фильтрацион- ная	Надземная на свайных опорах
Очень слож-	I группа Бугристые и плоские торфяники, склоны с развитием соли- флюкционных про- цессов	III категория Льдонасыщенные, дающие неравномерную осадку 10—40% мощности оттаяв- шего слоя IV категория Содержит крупные вклю- чения подземного льда, в ре- зультате протаивания об- разуются термокарсты и провалы	Опытным пу- тем и мето- дика вязкой жидкости	Надземная на свайных опорах

надежность. Если же температура продукта будет выше 0°C , то грунт начнет оттаивать, или, как говорят производственники, растепляться. При этом вокруг труб образуется ореол оттаявшего грунта, несущая способность которого крайне низка. Трубопровод может потерять устойчивость и разрушиться. При повторном замерзании грунта, например зимой, возможно явление пучения, что также грозит разрушением труб. Поскольку трубопровод является линейным сооружением, то условия работы по его длине будут существенно различными даже при однородном типе мерзлоты. Известно, что температура трубопровода меняется по длине прежде всего за счет передачи тепла в окружающий трубу грунт. Например, газ в летний период поступает в трубопровод с КС, имея температуру до 70°C , а подходит к следующей КС с температурой $20\text{--}35^{\circ}\text{C}$; в зимний период температура может изменяться от $30\text{--}40$ до $\text{--}30^{\circ}\text{C}$ (в зависимости от температуры окружающей среды). На участке некоторой длины между КС трубопровод в любой период года находится в горячем состоянии, а на остальной части участка в течение некоторого времени в горячем состоянии, а оставшееся время года — в холодном. Следовательно, в течение всего периода эксплуатации на первом участке в грунт будет поступать тепло и он будет непрерывно оттаивать. На другом участке грунт будет периодически оттаивать и замерзать. В связи с этим приведем существующую в настоящее время классификацию, согласно которой участки трубопровода 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 0°C ; 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 мероприятия по предотвращению нежелательных для трубопровода воздействий со стороны окружающего грунта.

В оттаившем грунте под воздействием больших продольных сжимающих сил в трубах происходит так называемая локальная потеря устойчивости, сопровождающаяся искривлением трубопровода с образованием «выпучины». Длина выпучины зависит от жесткости труб, продольной силы и несущей способности оттаявшего грунта. В главе 7 были рассмотрены условия потери устойчивости. Решения этой главы относятся в равной мере и к трубопроводам в оттаявшей мерзлоте. В связи с рассмотрением продольной устойчивости необходимо

отметить, что стабилизация положения трубопровода с помощью утяжеляющих грузов весьма ненадежна. Сползание с труб нескольких грузов — уже достаточное условие для потери устойчивости с образованием выпучины. Поэтому применение утяжелителей при прокладке трубопроводов на оттаивающей мерзлоте — мероприятие во всех отношениях маловыгодное. Заслуживает внимания закрепление труб анкерами различного типа, удерживающими трубопровод не только в вертикальном направлении, но и от смещения в горизонтальном.

Во многих литературных источниках предлагается уменьшать тепловое воздействие трубопровода на грунт с помощью различного рода утеплителей. Особенно активно пропагандируется применение пенополиуретанового теплоизолятора в форме скорлуп, ковров и т. п. Исследования, проведенные нами по определению несущей и теплозащитной способности такого вида теплоизоляции подземных трубопроводов, показали ее полную непригодность в условиях обводненных грунтов. Изоляция при периодическом оттаивании грунта даже при хорошей гидроизоляции обводняется. Это приводит к практически полной утрате ею теплоизолирующих свойств, а значит, и к потере ею своего функционального назначения. В результате продольных подвижек труб происходит механическое разрушение тепловой изоляции. Целью устройства тепловой изоляции является предотвращение растепления мерзлоты. Однако вследствие того, что трубопроводы работают несколько десятков лет, роль тепловой изоляции даже хорошего качества сводится на нет, так как изоляция не предотвращает тепловой поток в грунт, а лишь замедляет его. Поэтому общая глубина ореола протаивания не уменьшается, а лишь увеличивается время, в течение которого она будет достигнута. Но достаточно в гидроизоляции образоваться небольшому отверстию, как начинается заполнение пор тепловой изоляции водой. Эффективность теплоизоляции при этом сводится к нулю. Таким образом, применение пенополистирольной или пенополиуретановой изоляции при строительстве трубопровода на вечномерзлых грунтах по меньшей мере нецелесообразно. Тем самым упрощается технология строительства, удешевляется стоимость трубопровода.

Поскольку вечномерзлые грунты обладают большой несущей способностью при минусовой температуре, то наиболее благоприятные условия для трубопровода можно создать, обеспечив такой режим его эксплуатации, при котором температура перекачиваемого продукта будет минусовой. Для газопроводов эта задача решается сравнительно просто. На компрессорных станциях сооружаются установки, охлаждающие газ до температуры $(-2) - (-3)^{\circ}\text{C}$. Пропуская по трубопроводу такой газ, удается сохранить в мерзлом состоянии грунт в летний период. Следует отметить, что образующийся вокруг

труб постоянно мерзлый грунт способствует повышению продольной устойчивости трубопровода. Общая жесткость системы труба—мерзлый грунт существенно больше, чем жесткость собственно трубопровода. Кроме того, продольные перемещения труб становятся практически невозможными, что, в свою очередь, не дает возможности увеличиваться различного рода искривленным участкам. Происходит своеобразная стабилизация трубопровода.

Охлаждение нефти в нефтепроводах до $(-2) - (-3)^{\circ}\text{C}$, как правило, недопустимо, так как при этом увеличивается вязкость нефти и перекачка ее по трубопроводу становится невозможной. Следует отметить, что нефть, найденная в зоне распространения вечной мерзлоты, обладает высокой вязкостью. Для перекачки эту нефть требуется подогревать до температуры $30-40^{\circ}\text{C}$. Перекачка подогретой до такой температуры нефти приведет к образованию ореола оттаивания больших размеров. Да и затраты энергии для поддержания такой температуры нефти будут ограниченными. Применение пенополистирольной изоляции труб в традиционном исполнении исключается в силу описанных выше явлений. Поэтому подземная прокладка нефтепровода с горячей нефтью возможна, по нашему мнению, только по трубопроводу типа «труба в трубе» с заполнением межтрубного пространства. Однако в отличие от конструкции, в которой заполнителем является тяжелый цементный раствор, в данном случае заполнение межтрубного пространства следует производить пенобетоном. Пенобетон обладает достаточно высокими теплоизолирующими свойствами. Защитный кожух предохраняет его от обводнения. Надежность двухтрубной конструкции настолько велика, что обеспечивает безаварийную работу трубопровода даже при значительном оттаивании мерзлоты. Альтернативой такой схеме подземной прокладки является надземная прокладка на опорах с обычной теплоизоляцией труб. При надземной прокладке трубопровода диаметром 1000—1200 мм возникают столь сложные проблемы с обеспечением устойчивости положения труб на опорах, что трудно найти экономически приемлемые методы их решения. Огромная тяжесть заполненного нефтью трубопровода, необходимость компенсации температурных удлинений — это требует устройства мощных свайных или иных опор. Однако надежность их работы на вечномерзлом грунте проблематична.

Рассмотрим далее особенности строительства трубопроводов на вечной мерзлоте. Строительство линейной части магистрального трубопровода на вечной мерзлоте осуществляется, как правило, в период, когда мерзлота находится в нерастепленном состоянии. Только в этом случае возможно перемещение строительной техники (трубоукладчиков, трубовозов и т. д.). Расстановка вдоль трубопровода трубоукладчиков, очистных и изоляционных машин и т. п. остается такой же,

как и при строительстве в обычных условиях. Это позволяет применять обычные технологии выполнения работ. Для увеличения времени, в течение которого можно вести строительные работы, в зимний период устраивают зимники. Для работы в летний период необходима специальная техника, которая могла бы работать на оттаявшем грунте.

Весьма важным в строительный период является обеспечение расчетной температуры стенки труб с целью уменьшения продольных усилий. Одним из методов снижения продольных напряжений является подогрев труб в процессе их укладки в траншею пропуском внутрь труб горячих газов и засыпка трубопроводов грунтом сразу же после прогрева. Это приводит к возникновению в трубах растягивающих напряжений, которые уменьшаются и уменьшают соответственно сжимающие напряжения при перекачке продукта (газа, нефти). Тем самым устраняется основная причина потери продольной устойчивости.

Глава 13

ПОДВОДНЫЕ ПЕРЕХОДЫ ТРУБОПРОВОДОВ

К подводным переходам относятся участки магистральных трубопроводов, пересекающие естественные или искусственные водоемы (реки, озера, водохранилища). Границы подводного перехода 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.

УСТОЙЧИВОСТЬ ДНА И БЕРЕГОВ ВОДОЕМА НА УЧАСТКАХ ПЕРЕХОДА

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 соответствующих конструктивных решений. В настоящее время для оценки возможных деформаций русла и берегов рек в створах трубопроводов применяют гидролого-морфологическую теорию 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

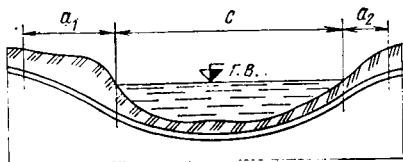


Рис. 13.1. Характерные участки размыва в створах переходов

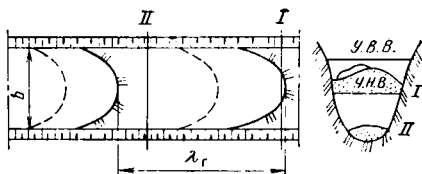


Рис. 13.2. Схема ленточно-грядового руслового процесса:

I — голова гряды; II — подвалье гряды; У. В. В. и У. Н. В. — уровень соответственно высоких и низких вод

большого числа (несколько сотен) нефте- и газопроводов показывают, что все многообразие размывов трубопроводов, встречающихся на практике, можно отнести к следующим типам: размывы (рис. 13.1) в средней части русла (участок c) и размывы приурезных и береговых участков a_1 и a_2 . На разных участках рек эти размывы происходят по различным причинам. И для того чтобы понять их, необходимо хотя бы вкратце 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), побочневый, ограниченное меандрирование, свободное меандрирование, незавершенное меандрирование, пойменная многорукавность.

Ленточно-грядовой тип руслового процесса представляет перестроение русла, выражающееся в сползании по нему крупных одиночных (занимающих всю ширину русла) песчаных гряд (рис. 13.2), 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 $\lambda_r/b=0,37$; b — ширина русла) и могут занимать участки большой протяженности — десятки километров. Сползая по руслу, гряды вызывают местное повышение дна (при прохождении гребня гряды), сменяющееся последующим его понижением (надвижение подвалья следующей гряды). Количественно русловый процесс ленточно-грядового типа выражается следующими измерителями; шагом гряды λ_r (расстояние между гребнями смежных гряд по средней линии русла), высотой гряды Δ (возвышение гряды над подошвой подвалья, измеренное по профилю, в котором это превышение имеет наибольшее значение), скоростью перемещения гряды v_r (м/год). Шаг и высота определяются по данным фак-

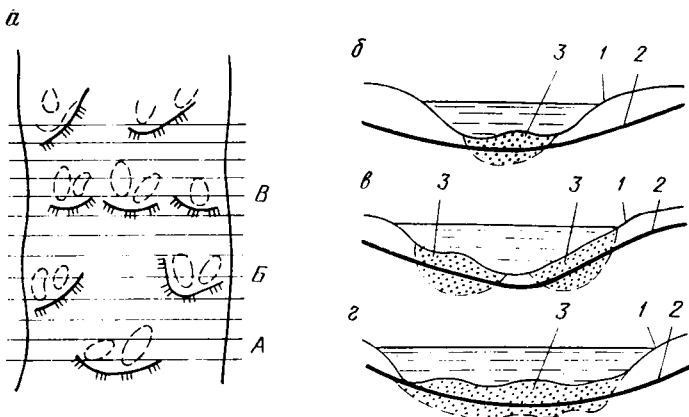


Рис. 13.3. Схема осередкового руслового процесса:

а — план участка; *А, Б, В* — створы трубопроводов; *б* — размыв в средней части русла; *в* — размывы прибрежных участков; *г* — размыв по всей ширине русла; *1* — линия берега и дна реки; *2* — трубопровод; *3* — зона размыва

тических замеров. При оценке деформаций русла важно установить размеры и хронологический порядок изменений высотных отметок русла.

Осередковый тип руслового процесса (русловая многорукавность) возникает на реках, перегруженных донными наносами, и определяется по обилию 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. 13.3). Поперечное сечение русла распластано. Пойма островная, со следами множества протоков. Основные деформации русла выражаются в образовании и сползании вниз по течению крупных ленточных гряд, расползающихся на отдельные отмели, обсыхающие при спаде уровня воды в виде осередков. Многорукавность русла характеризуется средней $\Delta_{\text{ср}}$ и максимальной $\Delta_{\text{мах}}$ высотой гряд. Динамической характеристикой процесса является скорость смещения осередков v_0 . 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. 13.4). 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 повышенные

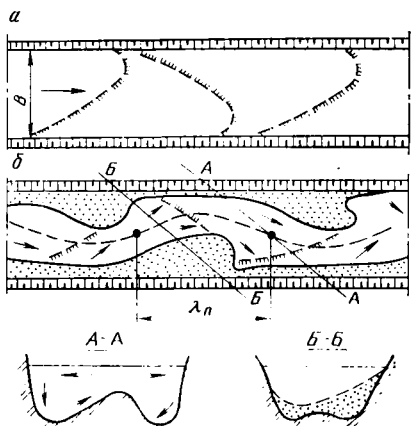


Рис. 13.4. Схемы побочного руслового процесса:

a — в паводок; *б* — в межень

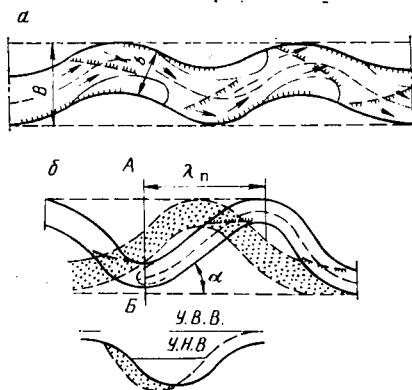


Рис. 13.5. Схема ограниченного меандрирования:

a — план; *б* — переформирование излучины в плане

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 пережат. 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 (пережатов) и их восстановлению в последующее половодье. Количественно побочный процесс определяется следующими измерителями: шагом побочней 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 побочни v_n . Совмещенные поперечные профили русла характеризуют форму дна на участке в границах одного побочни. Значения λ_n , B , b и данные об отметках дна определяются на основе натурных 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

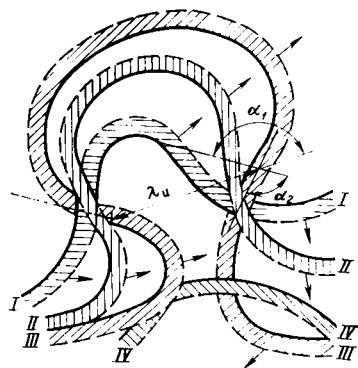


Рис. 13.6. Схема свободного меандрирования:

I, II, III, IV — последовательные положения меандрирования

ной 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. 13.6). 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, представленной сериями дугообразно изогнутых гряд и ложбин между ними (вееров 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 ложины. Перекаты, 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_m — расстояние по

в сползании слабо выраженных излучин (углы разворота до 60°) при сохранении ими своих размеров и форм (рис. 13.5). Количественно ограниченное меандрирование определяется следующими измерителями, получаемыми по крупномасштабным картам, материалам аэрофотосъемки, а также на основе специальных съемок: шагом излучины λ_m (расстояние по прямой между двумя смежными точками перегиба средней линии меженного русла); углом разворота излучины α , образованным двумя касательными, проведенными через те же точки перегиба, ограничивающие излучину; шириной меженного русла b ; шириной

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 наинизших точек плеса и точек верхового и низового перекатов. 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. 13.7). Более ранний прорыв меандры проявляется при легкоразмываемых грунтах поймы или в других условиях пойменного участка (при наличии оврагов, повышенной затопляемости и т. п.), способствующих прорыву. Деформации главного русла по мере развития спрямляющего протока ослабевают, а затем прекращаются. Развивающийся спрямляющий проток 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. 13.8). 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 типов процесса.



Рис. 13.7. Схема незавершенного меандрирования

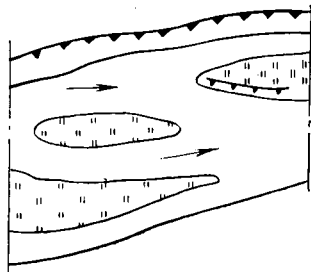


Рис. 13.8. Схема пойменной многорукавности

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 подвалья гряды. При осередковом типе руслового процесса размывы трубопроводов могут происходить на участках перемещения плесов и осередков. Если трубопровод расположен в створе *A* (см. рис. 13.3, *a*), то размыв возможен на участке осередка в средней части русла (см. рис. 13.3, *б*), если трубопровод расположен в створе *B*, то размыв возможен по всей ширине русла (см. рис. 13.3, *г*). Максимально возможные размеры 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 трубопровода 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. 13.3, *в*.

Особенностью деформаций дна реки на приустьевых участках трубопроводов при побочном типе руслового процесса (см. рис. 13.4) 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

потребуется 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 излучин, 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 и излучины. Наибольшие размывы берегов наблюдаются на участках рек свободного меандрирования. Свободно меандрирующий русловый 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. Бородавкиным и О. Б. Шадриним 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 плановые переформирования до 100 м. К этой категории относятся участки подводных переходов через малые, средние и крупные реки с русловым процессом ограниченного, незавершенного и свободного типов 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, а также якорями и волокушами судов и плотов (как правило, суда проходят по максимальным глубинам, расположенным у размывающего 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 размывы труб (при неправильном определении глубины заложения) очень часты. Эти размывы во многих случаях сопровождаются разрушениями труб. На участках 4-го типа строительство подводных трубопроводов не рекомендуется.

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 2.05.06—85 рекомендуется осуществлять с обязательной укладкой резервной нитки и трубопровода. В порядке исключения при ширине рек более 75 м допускается при соответствующем обосновании укладка одониточного перехода. На рис. 13.9 изображена 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, подводный трубопровод заглубляется в грунт ниже возможной границы размыва дна реки и ее берегов. В этом случае не производится крепление 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. 13.10). Вставка 1 установлена в надводном, а 2 — в подводном береговом участке трубопровода. Поперечный разрез (сечение А—А) двухниточного перехода изображен на рис. 13.9. Основная 2 и резервная 3 нитки уложены в траншеях, которые засыпаны грунтом.

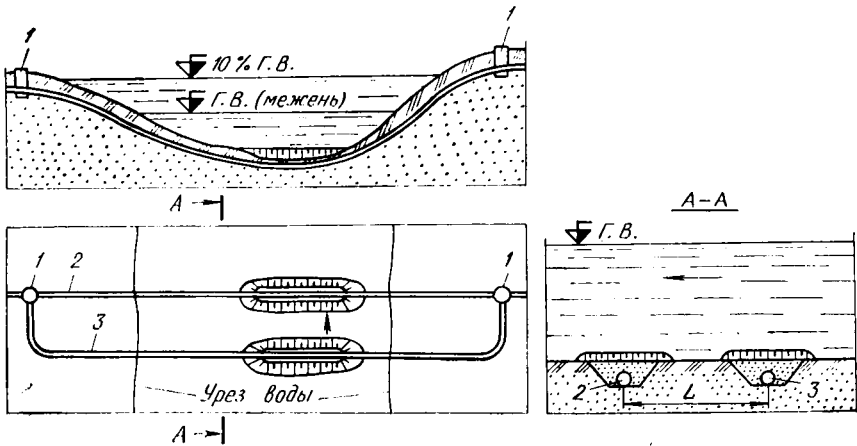


Рис. 13.9. Схема подводного перехода

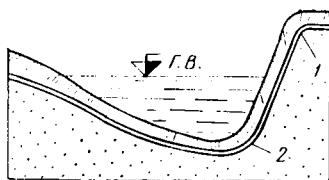
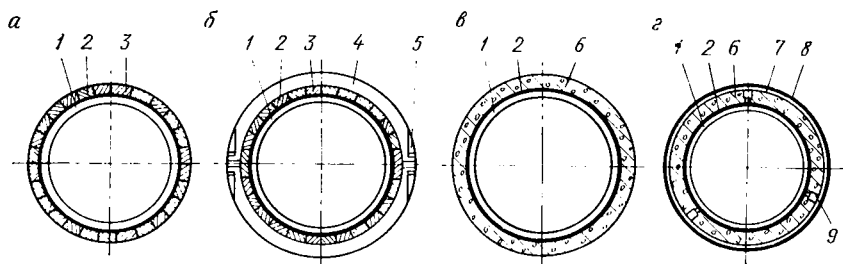


Рис. 13.10. Схема подводного перехода с двумя кривыми вставками

Рис. 13.11. Конструкция трубопровода



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.

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. 13.11, а), а иногда применяют двухтрубную конструкцию (рис. 13.11, г). Газопроводы могут сооружаться в виде однострунной (рис. 13.11, б, в) и двухтрубной (см. рис. 13.11, г) конструкции. При первой схеме (см. рис. 13.11, а) трубу 1 покрывают изоляцией 2 и футеровкой 3. При схеме (см. рис. 13.11, 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. 13.11, в).

Двухтрубная система (см. рис. 13.11, г) с заполнением межтрубного пространства представляет собой две трубы 1 и 7, расположенные одна внутри другой. Пространство между ними заполняется цементно-песочным раствором 6 или иным тяжелым заполнителем, 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. 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. 13.12). При такой схеме укладки повреждение одной нитки может привести к повреждению других. Поэтому в СНиП 2.05.06—85 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.

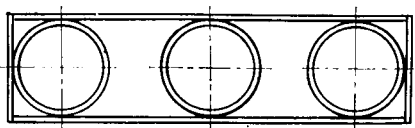


Рис. 13.12. Пакет трубопроводов

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 работки траншей для выявления соответствия фактического профиля дна реки проектному; перед укладкой трубопровода в подготовленную траншею; после укладки трубопровода с целью определения фактического положения.

Масштабы для составления профилей принимают в соответствии с масштабом съемки, который устанавливается по данным табл. 13.1. 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); дальноммером, установленным в створе; со льда (при работе зимой); с применением эхолота. Наибольшее расстояние между точками промеров глубин берется в зависимости от принятого

Таблица 13.1. Расстояние между точками промеров

Ширина зеркала воды при нормальном ее горизонте, м	Масштаб съемки	Расстояние между промерами, м
До 500	1:500	5
От 500 до 1000	1:1000	7
Более 1000	1:2000	10

масштаба топогеодезической документации (см. табл. 13.1). 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.

Наблюдения на водомерных постах проводят 2 раза в день и результаты их записывают в журнал. При выполнении промеров, кроме того, записывают 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. Расстояние между створными знаками назначают исходя из предельно допускаемого сноса промерной лодки или катера со створа. В табл. 13.2 приведены расстояния между створными знаками в зависимости от предельно допустимого сноса промерного судна при различной ширине реки. 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 про-

Таблица 13.2. Расстояние между створными знаками (в м)

Ширина реки, м	Предельно допустимый снос, 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	26—60	15—35	10—25	10—20
500—1000	60—120	35—70	25—50	20—40

ры выполняются со скоростью движения промерного судна. Эхолот позволяет определить формы и размеры сечения траншей (рис. 13.13, а) и положение трубопровода (рис. 13.13, б). Для этого следует двигаться на судне или моторной лодке с установленным на нем эхолотом вдоль или поперек оси трубопровода. На батиграмме одновременно записываются отклонения 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.

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 пропескивания. По грунтовым дорожкам можно протаскивать только футерованные трубопроводы. Следует иметь в виду, что в песчаных грунтах протаскивание осуществляется легче по сухому основанию, а при глинистых — по увлажненному.

Рельсовые дорожки. Узкоколейную дорожку устраивают обычно прямолинейной в плане и горизонтальной или с незначительным уклоном в сторону водоема по профилю. Перед укладкой рельсовой дорожки производят планировку полосы грунта в створе перехода бульдозером: срезают выступы, буры, 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. 13.14). 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 огонь набрасывают на крюк крана, 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 вытаскивают из-под трубопровода без каких-либо осложнений.

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. Наи-

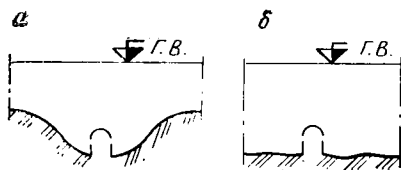
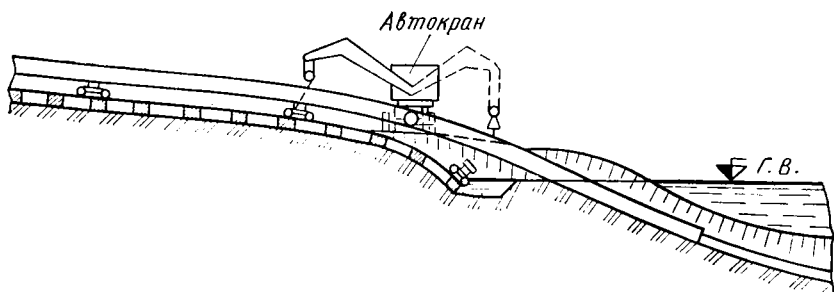


Рис. 13.13. Запись на батиграмме (при движении эхолота перпендикулярно к оси трубопровода)

Рис. 13.14. Схема рельсовой спусковой дорожки



лучшее 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. 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 рольганговые 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 при обычной деревянной футеровке.

Футеровка трубопровода

Трубопроводы футеруют для предохранения изоляции от повреждений при укладке. В настоящее время для футеровки применяют деревянные футеровочные рейки размером 2,5×

5—7×300—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 укрепление футеровки проволокой-катанкой. Подготовка реечного ковра заключается в соединении необходимого для полного или частичного обертывания трубы числа реек отожженной проволокой диаметром 5—2 мм или прочным шпагатом. Эту операцию выполняют рабочие. Для изготовления реечного ковра можно использовать оберточную бумагу. На нее наносят расплавленный битум, с помощью которого рейки приклеиваются к бумаге. По трудоёмкости оба способа приблизительно одинаковы. При укладке 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, 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 сохранности 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 однотрубного перехода или заполнения утяжеляющим раствором межтрубного простран-

ства (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 0,04 МПа), 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 к 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 сут трубопровод (или секции труб) переворачивают и торкретируют остальную часть. Торкрет-бетон выдерживают до момента укладки не менее 5—7 сут. В сухую погоду при выдержке в течение 5—7 сут 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 сут 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.

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: подводные траншеи должны быть разработаны по профилю и в плане в соответствии с требованиями проекта; время окончания земляных работ должно, как правило, совпадать с временем окончания подготовки трубопровода к укладке в подводную тран-

нию; 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; работы, связанные рытьем траншей и укладкой трубопровода, должны быть закончены до начала весеннего или осеннего паводка; 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:

с помощью эхолота измеряют глубины и на основании полученных результатов составляют фактический профиль дна, который сверяют с проектным; если расхождения существенны, особенно когда 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;

выполняют водолазное обследование по створу перехода в полосе шириной 10 м с целью выявления затонувших предметов, которые могут помешать работе земснаряда или проаскиванию трубопровода;

в зависимости от глубины водоема, траншеи и имеющихся машин для разработки грунта до начала работ назначают наиболее целесообразную схему их расстановки;

устанавливают створные знаки;

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 точке нитке перехода, что позволяет при разработке верхней траншеи использовать часть грунта для засыпки нижней траншеи с вложенным в нее трубопроводом. При глубине водоемов более 2 м и ширине, превышающей 200 м, во всех случаях, когда русло сложено нескальными 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 строитель-

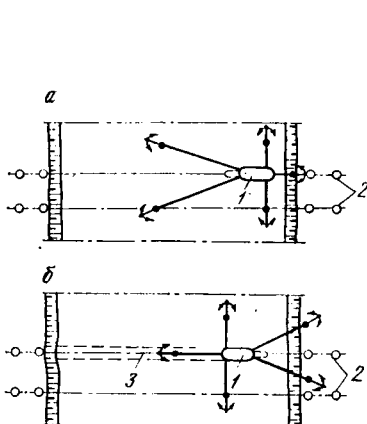


Рис. 13.15. Схема разработки траншеи одним земснарядом

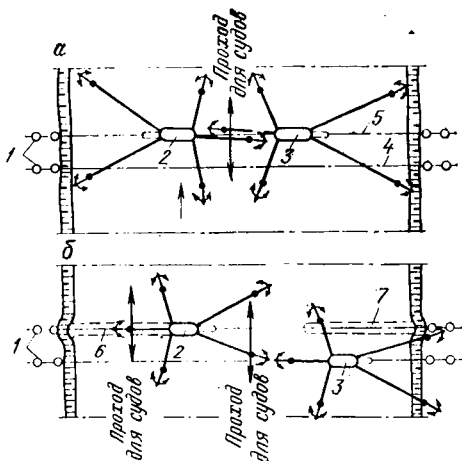


Рис. 13.16. Схема разработки траншей двумя земснарядами:

1 — створные знаки; 2, 3 — земснаряды; 4 — верхняя траншея; 5 — нижняя траншея; 6, 7 — разработанные участки траншеи

ству, 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. 13.15, а). Пройдя всю русловую часть траншеи 3 (рис. 13.15, б) 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. Во время работы земснаряда должен быть обеспечен беспрепятственный проход судов. Ориентирование земснаряда осуществляется по створным знакам 2.

Схема 2. Траншея разрабатывается двумя земснарядами. Оба земснаряда 2, 3 устанавливают в русле реки так (рис. 13.16, 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 перемычку, а другой переходит на верхнюю нитку (рис. 13.16, б), при этом должны быть приняты меры, чтобы грунт из верхней траншеи не попадал 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 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 устанавливают с берега или отсыпают 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 размокания грунта надводной части дамбы.

Разработку траншеи экскаватором, оборудованным драглайном, выполняют до конца дамбы к берегу (рис. 13.17). 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

Таблица 13.3. Размывающие скорости

Средний диаметр частиц, мм	Размывающие скорости, м/с	Средний диаметр частиц, мм	Размывающие скорости, м/с	Средний диаметр частиц, мм	Размывающие скорости, м/с
1	0,45	4	0,7	15	0,86
2	0,5	5	0,76	20	0,9
3	0,6	10	0,83	30	1,04

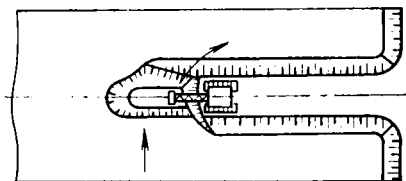


Рис. 13.17. Схема разработки траншеи экскаватором

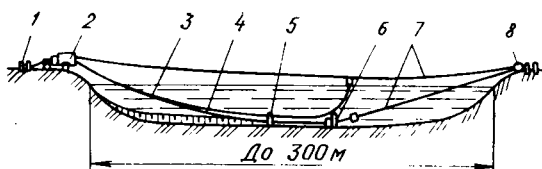


Рис. 13.18. Схема разработки траншеи скрепером:

1 — винтовой якорь; 2 — автомобиль с оборудованием; 3 — кабель; 4, 7 — канаты; 5 — подвеска для кабеля; 6 — скрепер; 8 — блок

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. 13.3 приведены данные о размывающих скоростях в зависимости от диаметра частиц грунта.

Разработка траншей скреперной установкой

Широко распространена на практике разработка подводных траншей скреперами. Простота способа и отсутствие в некоторых случаях мобильности техники для подводных работ обуславливают широкое использование канатно-скреперных установок. Все оборудование скреперной установки транспортируют на автомобиле с прицепом, что позволяет доставлять ее в любое место. Схема работы скрепера изображена на рис. 13.18. 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.

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.

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 очень интенсивное. Технологическая последовательность основных операций, связанных с укладкой протаскиванием, следующая: трубопровод сваривают на берегу в нитку, опрессовывают, изолируют, футеруют, а в необходимых случаях балластируют; устраивают спусковую дорожку, на которую помещают подготовленный к укладке трубопровод; по дну подводной траншеи укладывают тяговый трос; протаскивают трубопровод через водную преграду с помощью тракторов или лебедок; 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.

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. 13.19, а). На одном из берегов устанавливают 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 в процессе проб-

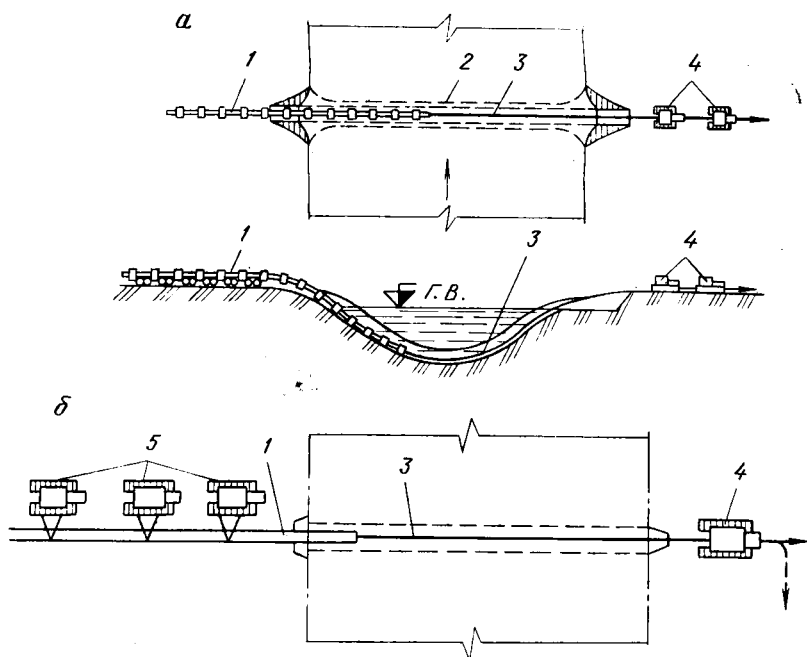


Рис. 13.19. Схема протаскивания трубопровода:

а — без изменения направления движения; б — с поддержкой трубоукладчиками; 1 — трубопровод; 2 — траншея; 3 — трос; 4 — трактор; 5 — трубоукладчики

ного трогания проверяют надежность тягового троса, креплений и достаточность тяговых средств. Операция по протаскиванию облегчается при применении тяговых лебедок большой грузоподъемности, предназначенных специально для протаскивания подводных трубопроводов. Как видно из табл. 13.4, 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. 13.19, 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 значений, что для передачи его от лебедки или тягачей на трубопровод потребуется 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 изображено на рис. 13.20 (тросы 2, 3, 4). Каждый тягач

Таблица 13.4. 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 , кН:				
1-я передача	<u>500</u> 1000	<u>720</u> 1440	<u>1500</u> 3000	<u>1500</u> 3000
2-я передача	<u>310</u> 630	—	—	<u>800</u> 1600
3-я передача	<u>260</u> 530	—	—	<u>580</u> 1160
4-я передача	<u>180</u> 360	—	—	—
Скорость протаскивания ¹ , м/мин:				
1-я передача	<u>6,3</u> 3,15	—	—	<u>6,3</u> 3,15
2-я передача	<u>10</u> 5	—	—	<u>11,8</u> 5,9
3-я передача	<u>12</u> 6	—	—	<u>13,4</u> 8,2

¹ В числителе даны тяговое усилие и скорость протаскивания без подвижного блока, в знаменателе — с подвижным блоком.

(это может быть и лебедка) способен создавать свое усилие P_1 , P_2 , P_3 . 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 возможно только по узкой береговой полосе. Протаскивание по этой схеме осуществляется, как изображено на рис. 13.21, а. Особое внимание уделяют закреплению поворотного блока, расчету и устройству анкерной опоры. При пересечении водных преград, на одном из берегов которых невозможна работа тракторов и лебедок, например при большой крутизне берега или сильной заболоченности его, протаскивание осуществляется с исходного берега (рис. 13.21, б). На

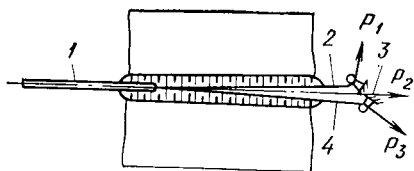
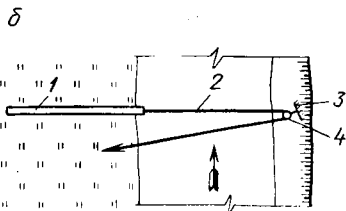
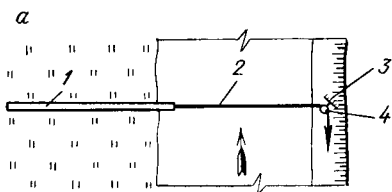


Рис. 13.20. Схема протаскивания с несколькими тяговыми тросами

Рис. 13.21. 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



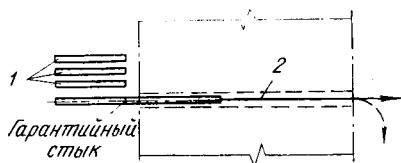
труднодоступном берегу устанавливают блок, с помощью которого изменяют направление движения тягового троса на $170\text{--}180^\circ$. Тяговый трос прокладывают по дну траншеи, пропускают через блок и перекидывают на исходный берег, где закрепляют его на тяговой лебедке или тракторе. Как и в предыдущей 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 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. 13.22). При выполнении работ по данной схеме сложных спусковых дорожек обычно не устраивают, поскольку длина отдельных плетей составляет не более $120\text{--}200$ 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 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

Рис. 13.22. Схема протаскивания с наращиванием секций:

1 — секции труб; 2 — трос



заранее оснащают трубопровод. 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

$$T_p \geq mT_n, \quad (13.1)$$

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.

Рассмотрим основные расчетные случаи.

Протаскивание по поверхности грунта, движение установившееся, равномерное:

$$T_n = Qf_{тр}, \quad (13.2)$$

где Q — вес трубопровода; $f_{тр}$ — коэффициент трения поверхности трубы о грунт. Наибольшее значение

$$f_{тр} = \operatorname{tg} \varphi_p, \quad (13.3)$$

где φ_p — расчетный угол трения, принимаемый равным $n\varphi$; n — коэффициент неоднородности грунта; φ — угол внутреннего трения грунта, определенный на сдвижном приборе или иным методом.

Трогание трубопровода с места. Усилие трогания $T_{п.тр}$ трубопровода при движении по грунту всегда будет большим, чем усилие равномерного движения, и определяется в общем случае из условия

$$T_{п.тр} = (q_i \operatorname{tg} \varphi_p + c_p i) l_{тр} + E_{пас}, \quad (13.4)$$

где q_i — вес единицы длины снаряженного трубопровода; φ_p — расчетный угол внутреннего трения грунта; c_p — расчетное сцепление поверхности труб с грунтом, равное nc ; c — сцепление, определенное опытным путем; 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

$$E_{пас} = N_i \left[\frac{\gamma_{ест} t^2}{2} \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right) + 2ct \operatorname{tg} \left(45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right) \right], \quad (13.5)$$

где N_i — число выступающих элементов на поверхности трубы; $\gamma_{ест}$ — удельный вес грунта; t — толщина выступающих элементов.

Так, если выступающими элементами являются утяжеляющие грузы, то N_i — это число грузов, t — толщина стенки груза. Если выступающими элементами являются футеровочные рейки, то N_i следует принять равным их числу на всей длине трубопровода, t — равным толщине футеровки. При наличии грузов футеровка не учитывается.

В табл. 13.5 приведены значения i для грузов; для футерованного трубопровода без грузов i принимается равным $0,3D_n$, где D_n — наружный диаметр снаряженной трубы. Величину c лучше всего определять опытным путем; если таких данных нет, то для деревянной футеровки можно принять $c = 0,1$ от

Таблица 13.5. 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			
600	10	65	1000	15	90
	15	75		20	100
	20	85			

величины структурного сцепления грунта; для гладкого трубопровода — 0,05 с. 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 $q_n = 0,03 \text{ Н/см}^2$, а в вязких — $q_n = 0,06 \text{ Н/см}^2$.

Таким образом, при повторном трогании

$$T_n = Q \operatorname{tg} \varphi + E + q_n F, \quad (13.6)$$

где F — площадь опирания трубопровода на водонасыщенный глинистый грунт.

Подставляя наибольшее из значений T_n , найденных по формулам (13.2), (13.4), (13.6), в условие (13.1), 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, остающееся в головной части, необходимо уравнивать скорость протаскивания со скоростью заполнения водой. Если скорость протаскивания будет больше скорости заполнения трубы водой, то 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.

$$v = 2,72d^2/D_{\text{вн}}^2. \quad (13.7)$$

Пусть $D_{\text{вн}} = 0,7 \text{ м}$. По (13.7) при $d = 0,2 \text{ м}$ $v = 0,22 \text{ м/с}$; при $d = 0,3 \text{ м}$ $v = 0,5 \text{ м/с}$; при $d = 0,4 \text{ м}$ и $D_{\text{вн}} = 1 \text{ м}$ $v = 0,43 \text{ м/с}$.

Диаметр основного троса (свободного от различных закреплений и приспособлений) определяют по табл. 13.6 в зависимости от разрывного усилия троса R_n , получаемого по формуле

$$R_n = T_p m n_n / (k t), \quad (13.8)$$

где T_p — расчетное тяговое усилие; m — коэффициент условий работы, принимаемый равным 1,1; n_n — коэффициент надежности, принимаемый для случая протаскивания по грунту равным 2 и по специальным дорожкам (кроме грунтовых) — 1,3; k — коэффициент однородности для троса, принимаемый для

Таблица 13.6. Значения диаметров тягового троса

Диаметр троса, мм	Площадь сечения всех проволок, мм ²	Расчетная масса 100 м смазанного троса, кг	Разрывное усилие троса, кН			
			Временное сопротивление разрыву проволок при растяжении, кН/мм ²			
			1,6	1,7	1,8	2
5,8	15,1	136	19	20	21	23
7,6	26,4	237	33	35	36	39
9,2	37,9	340	49	51	52	56
10,5	51,8	465	66	70	71	77
12,0	67,3	604	86	91	93	100
15,0	105,0	942	134	142	145	157
16,5	127,0	1 140	162	172	175	190
18,5	151,8	1 365	194	206	210	227
21,5	206,3	1 850	264	280	285	309
23,0	236,7	2 125	302	321	328	354
26,0	303,8	2 725	388	412	420	455
30,5	420,0	3 770	5375	571	582	630
33,5	508,0	4 560	650	690	703	761
36,5	604,3	5 425	773	820	835	903
39,5	712,0	6 390	908	965	985	1065
42,5	825,3	7 405	1055	1120	1140	1235
45,5	946,9	8 495	1210	1280	1305	1415
48,5	1076,9	9 660	1375	1405	1455	
54,5	1361,9	12 250	1740	1780	1835	

новых тросов равным 1, а для тросов, имеющих обрывы проволок,— 0,8; t — коэффициент тросового соединения.

Значения коэффициента тросового соединения

При изгибе троса:	
вокруг подвижного блока	0,43
вокруг коуша	0,67
продетого в отверстие в планке	0,35
через крюк простой петлей	0,2
через крюк закидной петлей	0,7
При наличии на тросе расправленных узлов	0,5
При наличии оплетки	0,75
При сжатии троса специальными сжимами	0,7
При наличии простого и двойного, а также задвижного штыков	0,5
При штыковых и полуштыковых узлах при установке менее двух сжиг- мов	0,7
При наличии прямого узла:	
для восьмерки на металле	0,4
для двойной восьмерки на металле	0,7

При определении R_n по формуле (13.8) 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 воздействия, а затем методику расчета устойчивости.

Выталкивающую силу A определяют по закону Архимеда

$$A = \gamma V, \quad (13.9)$$

где γ — объемный вес жидкости с учетом взвешенных частиц; V — объем воды, вытесненный единицей длины изолированного, зафутерованного и балластированного трубопровода.

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.

Скорости в различных точках речного потока изменяются как по глубине H , так и в плане. Типичное изменение скоростей потока по глубине представлено на рис. 13.23, а, б. Донная скорость $v_{\text{дон}}$ составляет 0,4—0,6 от поверхностной. Средняя скорость может быть вычислена по выражению

$$v_{\text{ср}} = (v_{0,2H} + 2v_{0,6H} + v_{0,8H})/4 \quad (13.10)$$

или приближенно

$$v_{\text{ср}} = v_{0,6H}, \quad (13.11)$$

где $v_{0,2H}$, $v_{0,6H}$, $v_{0,8H}$ — скорости на глубинах $0,2H$, $0,6H$ и $0,8H$ от поверхности воды.

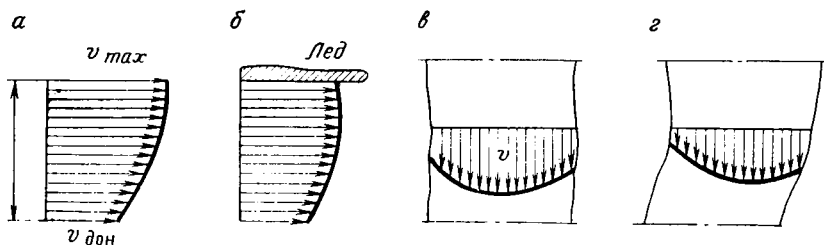


Рис. 13.23. Эпюры распределения скоростей потока

Распределение скоростей в плане (рис. 13.23, 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 изысканиях 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.

Для оценки силового воздействия потока на трубопроводы, находящиеся в подводных траншеях, необходимо знать *распределение скоростей потока*. Определяющими факторами для кинематики скоростей потока в траншее являются скорость в придонном слое и 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 траншей; b/h_T — отношение ширины траншей по дну b к ее глубине h_T ; Φ — параметр криволинейной траншей. Распределение скоростей по оси траншеи показано на рис. 13.24. Скорость v на глубине y в траншее (y отсчитывается от линии дна) можно определить по формуле

$$v = v_2 + (0,9v_{\text{дон}} - v_2)(1 - y/h_T)^2, \quad (13.12)$$

где v — скорость в траншее на глубине y от верха траншей; $v_{\text{дон}}$ — донная скорость на подходе к траншее; v_2 — донная скорость в траншее.

На основании опытных данных построен график зависимости $v_2/v_{\text{дон}}$ от b/h_T при различных параметрах Φ (рис. 13.25), 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 —

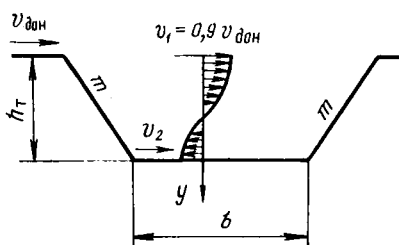


Рис. 13.24. Распределение скоростей потока в траншее

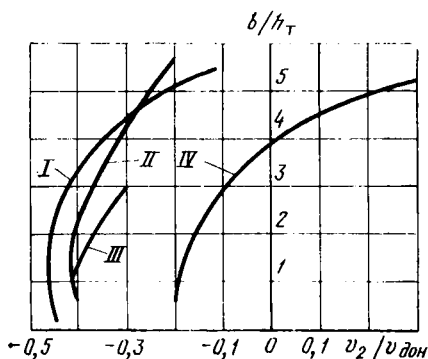


Рис. 13.25. Кривые для определения расчетной скорости в траншее:
I — $m=1$; II — $m=0,5$; III — $m=0$; IV — $m=2,5$

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, $h_т=0,75$ м. По графику (см. рис. 13.25) $v_2/v_{дон} = -0,46$. Соответственно донная скорость в траншее $v_2 = -0,75 \cdot 0,46 = -0,315$ м/с и направлена навстречу транзитному потоку. Если необходимо построить эпюру скоростей в траншее, то можно воспользоваться формулой (13.12), принимая различные значения y по глубине траншеи.

Силовое воздействие потока на единицу длины трубопровода при обтекании его потоком жидкости определяется по известной формуле

$$P_x = C_x \gamma \frac{v^2}{2g} D_n, \quad (13.13)$$

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 для подводных трубопроводов. Графики зависимости C_x от числа Рейнольдса Re по результатам ранее выполненных работ показаны на рис. 13.26. 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

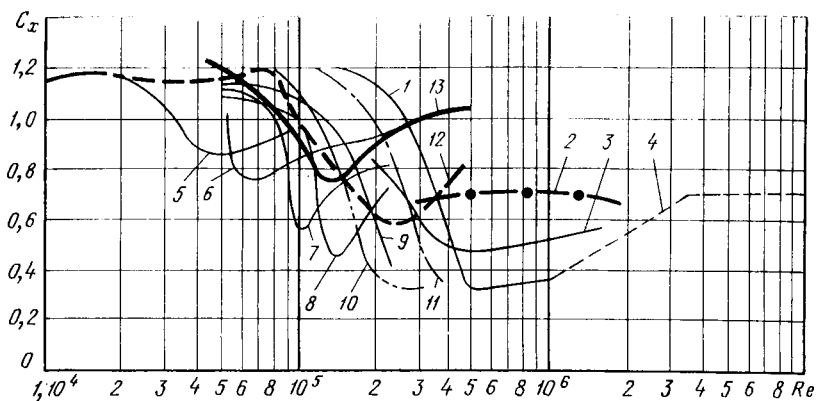


Рис. 13.26. Зависимости C_x от Re :

1 — по Визельсбергеру; 2 — по Накагава для шероховатого цилиндра; 3 — по Накагава для гладкого цилиндра; 4 — по Рошко для гладкого цилиндра; 5, 6, 7, 8 — по Фейджу для цилиндров различной шероховатости; 9 — по Фейджу для гладкого цилиндра; 10 — по Релфу для гладкого цилиндра; 11 — по Эйснеру для гладкого цилиндра; 12 — по Бородавкину и Шадрину для цилиндра с незначительной шероховатостью; 13 — по Бородавкину и Шадрину для труб, футерованных деревянными рейками

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 аэрогидродинамике 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 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 большому 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:

для трубопроводов с гладким и синтетическим покрытиями или с гладкой металлической поверхностью C_x определяется по графику зависимости $C_x = f(Re)$, полученной Визельсбергом и Рошко (см. рис. 13.26);

для шероховатых (футерованных и бетонированных) трубопроводов $C_x = 1,2$ при $Re = 10^4 \div 10^5$ и $C_x = 1$ при $Re = 10^5 \div 10^7$.

Значения C_x для различных шероховатостей (различное состояние футеровки, бетонированного покрытия) поверхности трубопроводов $Re = 10^5 \div 10^7$, очевидно, будут отличаться и даже зависеть от Re . Однако рекомендуемое нами постоянное значение $C_x = 1$ удобно в практических расчетах, а некоторое завышение 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. При обтекании трубопроводов, расположенных на дне или вблизи дна речного русла, на них действуют горизонтальная сила (сила лобового сопротивления) и вертикальная (подъемная), составляющие которых (на единицу длины трубопровода) определяются соответственно по формулам

$$P_x = C'_x \frac{\gamma}{2g} v^2 D_n; \quad (13.14)$$

$$P_y = C_y \frac{\gamma}{2g} v^2 D_n, \quad (13.15)$$

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 (13.14) и (13.15), 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 (13.27, а), и поправочный коэффициент k_2 , учитывающий

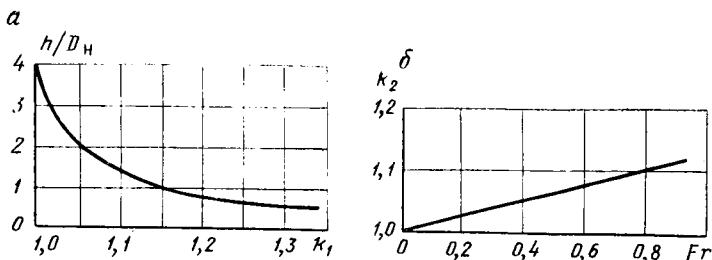


Рис. 13.27. Зависимости:
а — h/D_n от k_1 ; б — k_2 от Fr

параметр $Fr = v_{cp}/gh$, по графику (рис. 13.27, б). Эти графики построены по опытным данным. Следовательно, для несимметричного обтекания

$$C'_x = k_1 k_2 C_x. \quad (13.16)$$

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. 13.28, а) для гладких и бетонированных труб; для футерованных труб 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. 13.28, б изображена зависимость $C_{ys}/C_{ys0} = 0$ от s/D_n (C_{ys0} — 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.

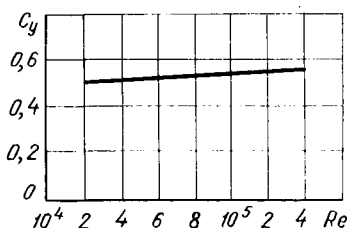
Пример. Определим силы P_x и P_y , действующие на расположенный на дне реки трубопровод диаметром 1000 мм, футерованный деревянными рейками. Донная скорость $v_{дон} = 0,7$ м/с, глубина реки 15 м, удельный вес воды с учетом взвешенных частиц $\gamma = 10\,500$ Н/м³, температура воды 20 °С ($\nu = 0,01$).

Определяем параметр $Re = 70 \cdot 100 / 0,01 = 7 \cdot 10^5$. Принимаем $C_x = 1,2$ по графику рис. 13.26, а $C_y = 0,55$ по графику рис. 13.28. По формуле (13.14) находим $P_x = 314,6$ Н/м, по (13.15) $P_y = 144,3$ Н/м.

Значения расчетной скорости v при определении P_x и P_y принимаются для соответствующего профиля траншеи по формуле (13.12). Коэффициенты C_x и C_y назначаются с учетом рекомендаций, приведенных выше, и соответствующих значений Re .

Пример. Трубопровод $D_n = 1000$ мм, футерованный деревянными рейками, находится в траншее глубиной $h_r = 2,5$ м и шириной по дну $b = 2$ м.

а



б

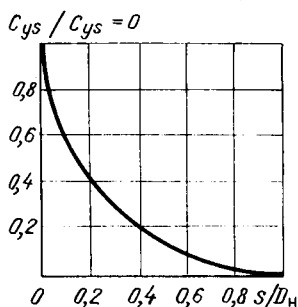


Рис. 13.28. Зависимости:

а — C_y от Re ; б — $C_{ys}/C_{ys=0}$ от s/D_H

Донная скорость на подходе к траншее $v_{дон}=0,8$ м/с. По графику (см. рис. 13.25) для $m=1$ и $b/h_T=0,8$ находим $v_2/v_{дон}=-0,45$, откуда $v_2=-0,36$ м/с; $Re=36 \cdot 100/0,01=3,6 \cdot 10^5$ ($\nu=0,01$ при $t=20$ °С).

По графику (рис. 13.28, а) находим $C_y=0,55$; C'_x принимаем равным 1. По формулам (13.14) и (13.15) определяем $P_x=-69,4$ Н/см и $P_y=38,7$ Н/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

$$P_x k_{y.c} = [B + Q - k_{y.v} (A + P_y + q_n + q_n)] f_{тр}, \quad (13.17)$$

где P_x — горизонтальная составляющая силового воздействия потока; $k_{y.c}$ — коэффициент устойчивости на сдвиг, принимаемый равным 1,15; B — вес балласта в воде; Q — вес единицы длины трубы с учетом изоляции, футеровки и продукта, заполняющего трубу; $k_{y.v}$ — коэффициент устойчивости на всплытие, принимаемый равным 1,1; 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 $\tan \varphi$.

Вес балласта на единицу длины трубопровода может быть установлен по формуле (13.17). Основные расчетные случаи: прямолинейный трубопровод, течение отсутствует

$$B = k_{y.v} A - Q; \quad (13.18)$$

то же, при наличии течения

$$B = k_{y.v} A + P_x k_{y.c} / f_{тр} - Q; \quad (13.19)$$

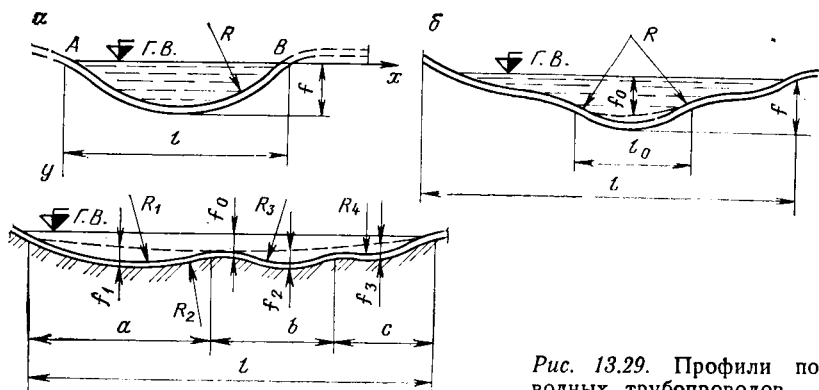


Рис. 13.29. Профили подводных трубопроводов

трубопровод искривлен по профилю перехода, течение отсутствует

$$B = k_{y.в} (A + q_n) - Q; \quad (13.20)$$

то же, при наличии течения

$$B = P_x k_{y.с} / f_{тр} + k_{y.в} (A + q_n) - Q. \quad (13.21)$$

В общем случае

$$B = P_x k_{y.с} / f_{тр} - Q + k_{y.в} (A + P_y + q_n + q_n). \quad (13.22)$$

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

$$B_{воз} = \gamma_6 / (\gamma_6 - \gamma_ж) B, \quad (13.23)$$

где γ_6 — объемный вес балласта в воздухе; $\gamma_ж$ — объемный вес воды.

Остановимся далее на определении q_n и q_n . Они зависят от вида профиля перехода. Характерные профили изображены на рис. 13.29. Для случая, изображенного на рис. 13.29, а, постоянное по длине q_n определяется из выражения

$$q_n = 384EI f / (5l^4), \quad (13.24)$$

где EI — жесткость труб; f — стрелка прогиба трубопровода.

Определив далее из выражения

$$y = \frac{q_n l^3 x}{24EI} \left(1 - 2 \frac{x^2}{l^2} + \frac{x^3}{l^3} \right) \quad (13.25)$$

значения y в нескольких сечениях x совмещают упругую линию, рассчитанную по (13.25), с профилем перехода. Если она будет расположена не выше отметок дна траншеи, то q_n опре-

делено верно; если выше — то увеличивают q_n до значения, при котором расчетная упругая линия (13.25) опустится ниже линии профиля.

На рис. 13.29, 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. 13.29, б обозначениями имеет вид

$$y = \frac{q_n}{2EI} \left[\frac{(l-a)^2 x^3}{l} + \frac{(l-a)^4 x}{12l} + \frac{a^4 x}{12l} - \frac{(l-a) l^3 x}{l^3} - \frac{(x-a)^4}{12} - \frac{a^4}{12} \right]. \quad (13.26)$$

Измерив по проектному профилю значение $y=f$ в сечении $x_{\max}$, из (13.26) находим соответствующее q_n . Для случая, показанного на рис. 13.29, б, пригрузку, компенсирующую q_n , лучше размещать в пределах участка l_0 . Взвешивающее усилие вычисляется как сумма

$$q_n = q_{n1} + q_{n2}, \quad (13.27)$$

где q_{n1} — усилие от изгиба трубопровода длиной l со стрелкой f_0 прогиба по (13.24); q_{n2} — усилие от дополнительного изгиба участка l на f ,

$$q_{n2} = 384EI(f-f_0)/l_0. \quad (13.28)$$

Для профиля, показанного на рис. 13.29, в, можно найти q_n следующим образом. Для участка a , считая, что один конец его опирается, а другой зашцеplen ($y'=0$),

$$q_{na} = 185EI f_1 / a^4; \quad (13.29)$$

для участка c

$$q_{nc} = 185EI f_3 / c^4. \quad (13.30)$$

Для участка b , считая оба конца его зашцеplенными,

$$q_{nb} = 384EI f_2 / b^4. \quad (13.31)$$

К этим нагрузкам добавится нагрузка на компенсацию прогиба

$$q_{n0} = 76,8EI f_0 / l^4. \quad (13.32)$$

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 воз-

можно разрушение трубопровода. Взвешивающее распределенное усилие q_n от воздействия продольной силы определится следующим образом.

Пусть трубопровод протаскивается по схеме рис. 13.29, *а* тяговой силой T , приложенной со стороны правого берега (точка B). При отношении $f/l \leq 0,1$ можно определить продольную силу в любом сечении x из условия

$$T_x = T - q_{тр}(l - x) \operatorname{tg} \varphi, \quad (13.33)$$

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 $x = 0,5 l$ имеем

$$f = \frac{(q_n + q_n) l^2}{8 [T + 48EI/(5l^2)]}. \quad (13.34)$$

Из (13.34) видно, что при $T=0$ прогиб f будет таким, как для балки на двух опорах с равномерно распределенной нагрузкой. Определив по (13.33) T_x для $x=0,5 l$, находим по (13.34) $q_n + q_n$ 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 оснащен 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 к потоку (рис. 13.30, а). 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 урезам воды. По мере продвижения трубопровода в русло реки в работу включается лебедка L_2 , с помощью которой трубопровод ориентировочно удерживается в створе (положение II). Затем начинает работать и лебедка L_1 (положение III). Регулируя длину оттяжек лебедками L_1 и L_2 , 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, изображенной на рис. 13.30, б. В положении I конец труб удерживается одной оттяжкой от лебедки L_3 , установленной на понтоне; затем трубу в заранее намеченной точке б стропят второй оттяжкой от L_2 , также установленной на понтоне (положение II). Сам понтон удерживается якорем, замкнутым в русле реки. При дальнейшем продвижении вперед трубопровод стропят 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 в том случае, когда трубопровод закреплен новой оттяжкой и нагрузка от гидродинамического воздей-

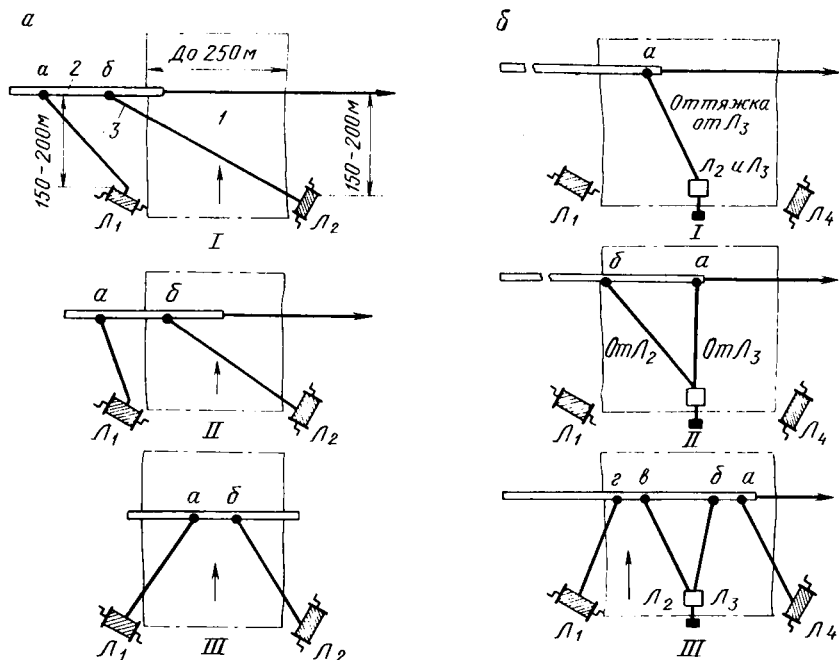


Рис. 13.30. Схема установки трубопровода в створ при ширине водосма до 250 м (а) и более 250 м (б)

вия воды уже воспринята ею. 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 руслевой части неподвижные якоря, которые начинают «ползти» при полной нагрузке на оттяжки.

Схема 3. 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 изображена на рис. 13.31. 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. 13.31, положение I). Трубопровод выводят в створ по простой, но требующей четкой организации работ схеме. Один конец трубопровода шарнирно закрепляют в точке 0, а другой отталкивают от берега. Под действием движущейся воды трубопровод на плаву свободно поворачивают в точке 0 до упора незакрепленного конца 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 стропят до начала разворота в точках а, б, в, г, д, е. В точках 4, 5, 6 (по числу понтонов с лебедками) и 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

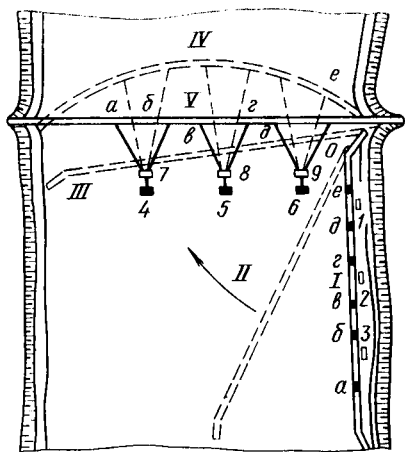


Рис. 13.31. Установка трубопровода в створ разворотом на плаву

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 *0*) вводят в береговую траншею. Если этого недостаточно для введения другого конца в траншею, то регулируя длину руслowych оттяжек, дают возможность трубопроводу прогнуться (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 трубопровода 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 замывки 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. 13.7).

При толщине льда до 20 см, как видно из табл. 13.7, проезд трубоукладчиков и гусеничных тракторов, имеющих массу более 10 т, не допускается. В этом случае на береговой строительно-монтажной площадке сваривают, изолируют и футеруют секции труб длиной 100—120 м. С помощью лебедки, установленной и закрепленной на льду, секции протаскивают на лед и укладывают вдоль створной линии на 1,5—2 м выше или ниже ее. Створ заранее отмечают метками. 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 трубы. После очистки прорези

Таблица 13.7. Допускаемые расстояния между грузами

Груз	Общая масса, т	Наименьшая расчетная толщина льда, см	Наименьшее расстояние между грузами, мм
Одиночный пешеход	0,1	5	5
Колесные грузы	До 3,5	15	15
	6	20	20
	10	25	25
	15	30	30
Гусеничные грузы	3,5	15	15
	10	20	20
	12,5	25	25
	25	40	40
	45	50	50

от разрушенного льда в нее опускают трубопровод. Перед опусканием его строят оттяжки, 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 равные 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 плавучих понтонах, а погружается последовательной их отстроповкой (откреплением). 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 опа-

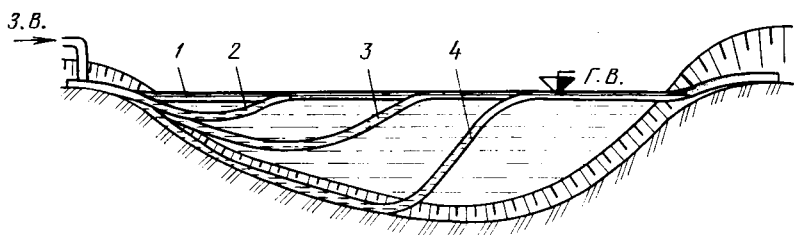


Рис. 13.32. Формирование переходной кривой

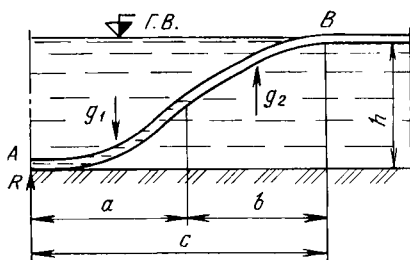


Рис. 13.33. Расчетная схема переходной кривой

сно, так как вследствие быстрых перемещений воды внутри труб могут возникнуть колебания трубопровода в вертикальной плоскости. На рис. 13.32 изображена 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, при заливке воды образуется переходный участок с (рис. 13.33). При этом в стенках 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 допускаемым $[\sigma]$, т. е. должно выполняться условие

$$\sigma_{\max} \leq [\sigma], \quad (13.35)$$

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

$$EIy = Rx^3/6 - q_1x^4/24, \quad (13.36)$$

а для участка b

$$EIy = (q_1 + q_2) \frac{a^2x^2}{4} + [R - a(q_1 + q_2)] \frac{x^3}{6} + \frac{q_2x^4}{24} - \\ - (q_1 + q_2) \frac{a^3x}{6} + (q_1 + q_2) \frac{a^4}{24}. \quad (13.37)$$

Изгибающий момент для участка a

$$M(x) = Rx - q_1x^2/2, \quad (13.38)$$

а для участка b

$$M(x) = \frac{q_2}{2}x^2 + [R - a(q_1 + q_2)]x + (q_1 + q_2)\frac{a^2}{2}, \quad (13.39)$$

где

$$R = [aq_1(0,5a + b) - q_2b^2/2]/c. \quad (13.40)$$

Максимальный изгибающий момент на участке a

$$M_{a \max} = R^2/(2q_1), \quad (13.41)$$

для участка b

$$M_{b \max} = \frac{(q_1 + q_2)a^2}{2} - \frac{[R - (q_1 + q_2)a]^2}{2q_2}. \quad (13.42)$$

Длина заполненного водой участка

$$a = \sqrt[4]{\frac{6EIh}{(q_1 + q_2)(n - 0,5)^2 - 0,25q_2n^4}}, \quad (13.43)$$

где E — модуль упругости; I — момент инерции трубы; $n = c/a$ — отношение полной длины переходного участка c к заполненной водой части a .

Зависимость n от отношения q_1/q_2 представлена на рис. 13.34. После определения $M_{a \max}$ и $M_{b \max}$ находят $\sigma_{\max}$ по формуле

$$\sigma_{\max} = M_{\max}/W, \quad (13.44)$$

где W — момент сопротивления сечения трубы.

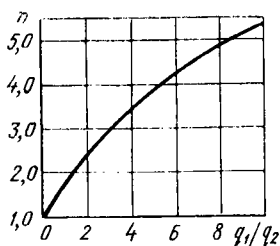


Рис. 13.34. Зависимость n от q_1/q_2

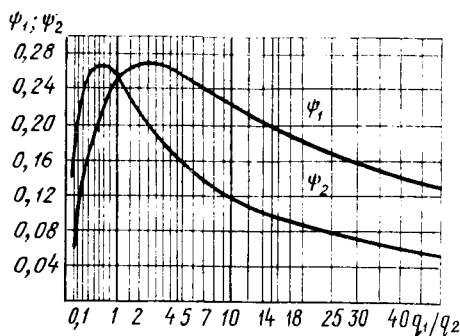


Рис. 13.35. Зависимость ψ_1 и ψ_2 от q_1/q_2

Впервые в такой постановке задача о погружении трубопровода была решена В. Ф. Кожинным.

Порядок расчета следующий:

по графику (рис. 13.34) при известном q_1/q_2 находят n ;

по выражению (13.43) при заданном h находят a , а по формуле (13.40) R ;

определив далее $M_{a \max}$ и $M_{b \max}$, по (13.44) находят $\sigma_{\max}$;

сравнивая $\sigma_{\max}$ с $[\sigma]$, устанавливают возможность погружения трубопровода затоплением. Если $\sigma_{\max} \leq [\sigma]$, то погружение возможно. При $\sigma_{\max} > [\sigma]$ необходимо принять меры к уменьшению $\sigma_{\max}$, 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. 13.35. 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

$$h_{\text{доп}} = [\sigma]^2 \delta / (3150 \psi^2 r_{\text{ср}}), \quad (13.45)$$

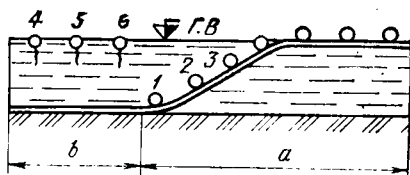
где $[\sigma]$ — допускаемое напряжение материала труб при укладке; δ — толщина стенки труб; $r_{\text{ср}}$ — средний радиус трубы.

Коэффициент ψ принимается по графику (см. рис. 13.35). При использовании им следует иметь в виду, что при $q_1/q_2 > 1$ нужно подставлять в формулу (13.45) 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

Рис. 13.36. Схема погружения газопровода откреплением понтонов



бетонированием. Схема укладки изображена на рис. 13.36. 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. 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 (13.45) можно регулировать и допустимую глубину погружения $h_{\text{доп}}$. Причем из (13.45) видно, что существенное увеличение $h_{\text{доп}}$ достигается уменьшением ψ (при прочих равных условиях). 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 , δ , l , h , $[\sigma]$, q_1 , q_2 , q_1/q_2 .

2. По графику рис. 13.35 находят ψ , а затем по формуле (13.45) $h_{\text{доп}}$. Если $h_{\text{доп}} \geq h$, то укладка возможна. В противном случае по (13.45) находят ψ при $h_{\text{доп}} = h$, а затем по графику (см. рис. 13.35) 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 уже отмечалось, 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.

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 эпюру скоростей v (см. рис. 13.24), 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

$$M = Pl^2/8, \quad (13.46)$$

где l — расстояние между оттяжками.

Учитывая, что $M = [\sigma]W$, где $[\sigma]$ — допускаемое напряжение в материале труб при упругом изгибе, а W — момент сопротивления сечения трубы, находим длину пролета:

$$l = \sqrt{8[\sigma] W/P}. \quad (13.47)$$

При трех пролетах l определяют из выражения

$$l = \sqrt{9,35[\sigma] W/P}, \quad (13.48)$$

при четырех и большем числе пролетов

$$l = \sqrt{12[\sigma] W/P}. \quad (13.49)$$

В этих формулах $[\sigma]$ принимается по данным сертификатов на трубы, P вычисляется на 1 см длины трубы.

Определив расстояние 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

$$f = 2,5P_i l^4 / (384EI), \quad (13.50)$$

а для русловых пролетов

$$f = P_i l^4 / (384EI), \quad (13.51)$$

где E — модуль упругости; I — момент инерции сечения трубы; P_i определяют по (13.13).

Например, расстояние между оттяжками, определенное по несущей способности при $P_i = 3,4$ Н/см, $I = 28000$ см⁴, $W = 1320$ см⁴, равно 100 м.

Прогиб для русловых пролетов будет $f = 160$ 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. 13.11, з). 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 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 устанавливают на плаву двоярный трубопровод (внутренняя труба еще на берегу протаскивается во внешнюю трубу), который удерживается в створе с помощью тросовых оттяжек, по одной из описанных схем. Погружение двоярного 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) проверяют его положение, и только при соответствии действительного положения проектному межтрубное пространство заполняют утяжеляющим раствором (цементно-песчаным) — одна из ответственных операций схемы. Для этой цели следует применять растворы с водоцементным отношением В/Ц=0,45÷0,6, так как при более высоком В/Ц раствор расслаивается. Раствор не должен схватываться до тех пор, пока не окончится заполнение. Для увеличения под-

вижности смеси необходимо применять гидрофобные добавки типа ССБ (спиртово-сульфитная барда). При пригововлении 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.

Пример. Пусть диаметр наружной трубы $D_n=1$ м, диаметр внутренней трубы $D_{вн}=0,72$. Определить время заполнения перехода длиной $l=500$ м при производительности заполняющего агрегата Q .

Объем межтрубного пространства на 1 м длины трубы

$$V = \frac{\pi}{4} (D_{вн}^2 - D_n^2) 1 \text{ м} = 0,37 \text{ м}^3.$$

Общий объем $V_{об}=0,37 \cdot 500=185 \text{ м}^3$. Время заполнения

$$t = V_{об}/(nQ), \quad (13.52)$$

где n — число агрегатов; Q — производительность одного агрегата.

Время заполнения t должно быть в любом случае меньше времени схватывания цемента $t_{схв}$. Так, для тампонажного портландцемента $t_{схв}=1$ ч 50 мин. Принимая в (13.52) $t=t_{схв}$, находим $Q=V_{об}/(nt_{схв})$. Пусть $n=1$, тогда $Q_1=185/110=1,68 \text{ м}^3/\text{мин}$, при $n=2$ $Q_2=185/220=0,84 \text{ м}^3/\text{мин}$. Соответственно должны быть подобраны и раствороприготавливающие агрегаты.

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.

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. 13.37). Платформы Π_1 , Π_2 и Π_3 , добывающие нефть, расположены за пределами судового хода $A—A$; вокруг платформ имеются зоны (на рисунке заштрихованы), в которых трубопровод может быть поврежден швартующимися судами, зона a , b , $в$, $г$ 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.

Изыскания проводятся по выбранной трассе в более узкой полосе (200—300 м). При этом выполняются следующие работы: детальная съемка профиля дна (с помощью эхолотов), гидродинамические 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 к трассе. Таким образом, получают детальную картину рельефа дна в полосе шириной 200—300 м. Гидрометрические работы включают: измерение скорости и направления течения, распределение скоростей по глубине (от поверхности до дна).

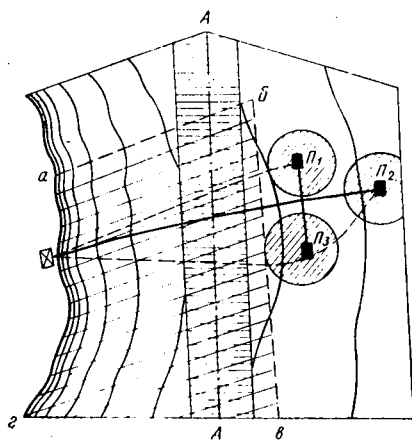


Рис. 13.37. Схема трассирования морского трубопровода

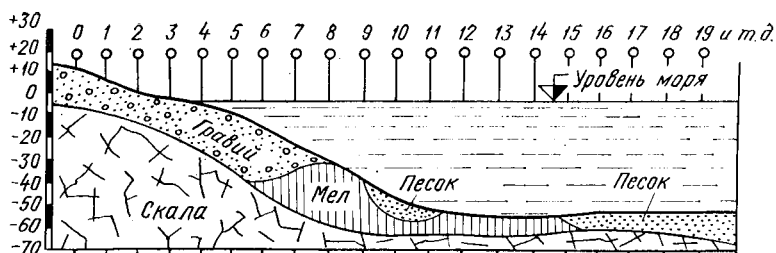
Измеряют параметры волн при различных состояниях моря (спокойном, бурном, среднем волнении). В числе этих параметров длина волны, амплитуда, а также преимущественное направление движения волн. Скорости течения (вызываемого приливами и отливами или иными причинами) измеряют гидрометрическими вертикалями, 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 в 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, волнений и данных, полученных с помощью эхолотов, строится профиль дна по трассе с указанием вида грунта и его основных характеристик (рис. 13.38) и составляется пояснительная таблица. В пояснительной таблице указывают: пикеты и расстояние между ними; высотные отметки дна; вид грунта (скала, гравий, песок, ракушка, ил и т. д.); удельный вес грунта $\gamma_{\text{ест}}$, сцепление c ; влажность весовая w ; размываемость грунта, которая характеризуется минимальным значением скорости течения, размывающего грунт (в таблице представляется $(+)$, если грунт размывается при существующих в районе трассы скоростях или $(-)$ — если грунт не размывается); скорости течений v и преимущественное направление (азимут) Θ . 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 по-



Пикеты и расстояния между ними	
Высотные отметки дна	
Вид грунта	
$\rho_{\text{ест}}, c, w$	
v, θ	
Характеристика волн	
Размываемость грунта	

Рис. 13.38. Профиль дна в створе трубопровода

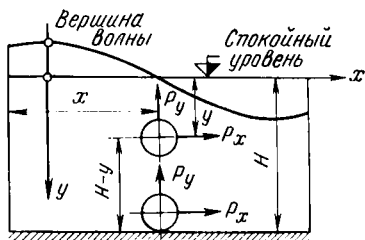


Рис. 13.39. Схема силовых воздействий на морской трубопровод

положения трубопровода относительно поверхности и дна моря. На рис. 13.39 показаны возможные положения трубопровода. Рассмотрим оба эти случая.

Трубопровод находится на дне. В общем случае он может подвергаться воздействию горизонтальных и вертикальных сил:

горизонтальные (на единицу длины) силы

$$P_x = P_{x1} + P_{x2} + P_{x3}, \quad (13.53)$$

где P_{x1} — сила, определяемая скоростным напором от постоянного течения; P_{x2} — максимальное значение скоростной горизонтальной составляющей волнового воздействия; P_{x3} — максимальное значение инерционной горизонтальной составляющей волнового воздействия;

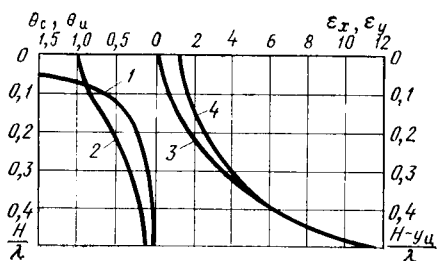


Рис. 13.40. Графики для определения параметров волн:

1 — θ_c ; 2 — θ_u ; 3 — ε_y ; 4 — ε_x

вертикальные (на единицу длины) силы

$$P_y = Q_{тр} - P_{y1} - P_{y2} - P_{y3} - P_{y4}, \quad (13.54)$$

где $Q_{тр}$ — вес трубопровода (трубы, изоляции, балласта и т. д.) в воде; P_{y1} — выталкивающая сила (по закону Архимеда); P_{y2} — подъемная сила от постоянного течения; P_{y3} — скоростная составляющая волнового воздействия; P_{y4} — инерционная составляющая волнового воздействия.

Если трубопровод находится в подвешенном состоянии, то P_x и P_y определяют по (13.53) и (13.54), причем в последнем выражении принимается $P_{y2} = 0$.

Приведем характеристики и порядок определения отдельных составляющих.

Значения горизонтальной скоростной и инерционной составляющих волнового воздействия определяют по формулам

$$P_{x2} = \frac{2}{3} \pi \gamma D_n \frac{h^2}{\lambda} \theta_c \varepsilon_x k_{сн} \cos^2 \varphi_B; \quad (13.55)$$

$$P_{x3} = \frac{1}{2} \pi^2 \gamma D_n^2 \frac{h}{\lambda} \theta_u \varepsilon_x \cos^2 \varphi_B k_{сн}, \quad (13.56)$$

где γ — удельный вес воды; D_n — наружный диаметр трубопровода; h — высота волны; ε_x , θ_c , θ_u — определяют по графику (рис. 13.40); $k_{сн}$ — коэффициент снижения, учитывающий неодновременность действия волны по длине трубопровода; φ_B — угол между нормалью N к главной оси трубопровода l и лучом набегающей волны (рис. 13.41, а).

На мелководье при $H > H_{кр}$

$$P_{x2} = \frac{2}{3} \pi \gamma D_n \frac{h^2}{\lambda} \theta_c k_{сн}; \quad (13.57)$$

$$P_{x3} = \frac{3}{4} \pi \gamma D_n^2 \frac{h}{\lambda} \theta_u. \quad (13.58)$$

Значения вертикальных составляющих волнового воздействия определяют по формулам

$$P_{y3} = \frac{2}{3} \gamma \pi D_n \frac{h}{\lambda} \varepsilon_y^2 \theta_c k_{сн} \cos^2 \varphi_B; \quad (13.59)$$

$$P_{y4} = \frac{1}{2} \gamma \pi^2 D_n^2 \frac{h}{\lambda} \varepsilon_y^2 \theta_u k_{сн} \cos^2 \varphi_B. \quad (13.60)$$

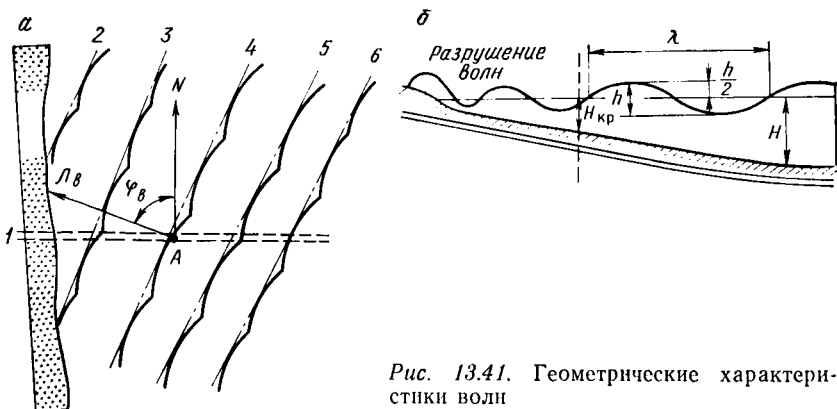


Рис. 13.41. Геометрические характеристики волн

Для мелководья $H > H_{кр}$

$$P_{y3} = P_{y4} = \frac{3}{2} \pi \gamma D_{II} \frac{h^2}{\lambda} 0_c k_{сн}. \quad (13.61)$$

Для прибрежной полосы, т. е. при $H \leq H_{кр}$, горизонтальные и вертикальные составляющие волнового воздействия определяют по формулам (13.57), (13.59), (13.61), в которые нужно ввести коэффициент

$$k_{пр} = 1 + 1,2 [(h_{кр} - h_{пр})/H_{пр}], \quad (13.62)$$

где $h_{кр}$ — высота волны непосредственно перед обрушением; $h_{пр}$ — глубина воды в прибойной зоне; $H_{кр}$ — глубина воды, на которой волны начинают разрушаться. Лучом волны $L_{в}$ называют линию, проведенную в плане через заданную точку акватории A нормально к линиям фронтов волн (2, 3, 4, 5, 6), т. е. луч направляем туда, куда бегут волны (см. рис. 13.41, а). Иллюстрация геометрических характеристик волны приведена на рис. 13.41, б. Имея характеристики волн на разных участках и скорости течения, можно определить P_x и P_y по (13.53) и (13.54), а затем рассчитать необходимую пригрузку для обеспечения устойчивого положения трубопровода, находящегося на дне моря или водохранилища. Условие устойчивости будет иметь вид

$$P_x \leq k_y P_y f_{тр}, \quad (13.63)$$

где k_y — коэффициент устойчивости, принимаемый 1,2; $f_{тр}$ — коэффициент трения трубопровода о грунт.

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, который может разрабатывать траншеи на глубине до 60 м. Рытье траншей осуществляется фрезерным рыхлителем; глубина траншей 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 лебедки и тяговых тросов. Управление снарядом осуществляется оператором, находящимся в специальной камере на земснаряде. Воздух и электропитание на снаряд подаются с обслуживающего 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 траншей на больших глубинах. Основу ее составляет экскаватор, управляемый с промежуточной подводной станции и надводного судна. Глубина опускания подводной 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 проводятся без глубоководных скафандров.

В Японии сконструирован 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 и может разра-

батывать 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 бетон. При этом заливка воды внутрь укладываемых подводных газов 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 стапеле параллельно спусковой дорожке. Головная плеть оснащена специальным буксировочным оголовком. По мере протаскивания плетей по роликовой дорожке (с пневматическими роликами) производятся стыковка 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. 13.42 изображена 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 протаскивание на такие расстояния практически невозможно. В этих случаях применяется укладка с поверхности моря.

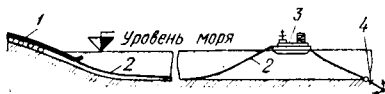


Рис. 13.42. Схема протаскивания трубопровода

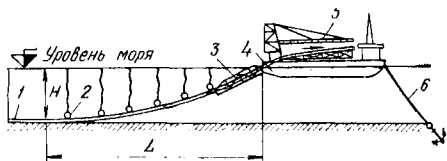
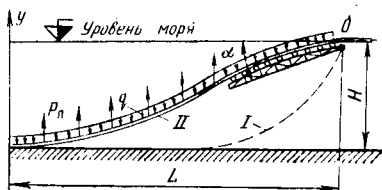


Рис. 13.43. Схема укладки трубопровода трубоукладочным судном

Методы укладки трубопроводов с поверхности моря весьма разнообразны. Но наибольшее распространение получила укладка трубопровода с помощью специальных трубоукладочных судов (рис. 13.43). Трубоукладочное судно 4 закрепляется на якорях 6. Их может быть до десяти с общим держащим (горизонтальным) усилием до 6 мН. 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. Водоизмещение 60 000 т, длина 185 м, ширина 36 м, осадка 10 м, судовой кран грузоподъемностью 1450 т при высоте стрелы 5 до 30 м. Судно имеет помещения для рабочих и команды на 300 человек. Трубопровод может растягиваться усилием до 1,6 мН. На судно доставляют готовые секции длиной до 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. 13.43) сваривают очередную плеть, стыки изолируют, бетонируют 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. 13.44 изображена 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 1. Глубина H при такой схеме укладки оказывается очень малой (до 10 м); укладка на большую 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 мероприя-

Рис. 13.44. Расчетная схема укладки



тия: применение разгружающих понтонов и растяжка трубопровода. Разгружающие понтоны облегчают вес трубопровода на величину q_1 , т. е. фактический вес единицы длины труб будет

$$q = q_{\text{тр}} - q_1. \quad (13.64)$$

Совершенно ясно, что чем меньше q , тем менее сложным будет напряженное состояние переходного участка, что вытекает из известной зависимости для упругой линии трубопровода, $EI_y^{IV} = q(x)$.

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_n . 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. 13.43) 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 раз-

мыву. 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

$$y = C_1 \operatorname{ch} kx + C_2 \operatorname{sh} kx + \frac{qx^2}{2H} + C_3 x + C_4, \quad (13.65)$$

где $k = \sqrt{P/(EI)}$; P — продольная сила в трубопроводе; q — распределенная нагрузка, определяемая по (13.64).

Как видно из рис. 13.44, произвольные постоянные C_1, C_2, C_3, C_4 можно определить, используя граничные условия $x=0, y=0$ и $y''=0$; $x=L, y=H$ и $y'=M_0/(EI)$.

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 $\sigma = M/W + P/F > [\sigma]$, 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 неизвестна длина участка L . Для ее определения можно использовать условие $x=l, y' = \operatorname{tg} \alpha$. Если стыкуемая плетть 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 $P_{\text{п}}$ уменьшается. Таким образом, плавучесть трубопровода, зависящая от плавучести понтонов $P_{\text{п}}$, 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 6 (см. рис. 13.43), сохраняя одновременно расчетное усилие натяжения 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

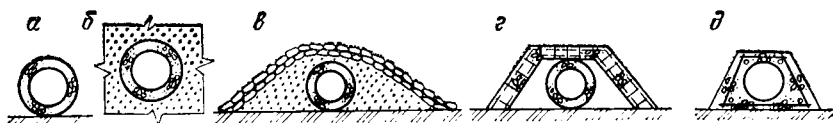


Рис. 13.45. Схемы закрепления трубопровода

(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 повреждений 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. 13.45, а), бетонирование с малым заглублением (рис. 13.45, б), обычное бетонирование с устройством защитного обвалования (рис. 13.45, в), бетонирование с покрытием труб армированными бетонными блоками (рис. 13.45, г), бетонирование по специальному профилю (рис. 13.45, д). Все защитные схемы, кроме схем рис. 13.45, 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 устанавливают 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.

НАДЗЕМНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ И КОНСТРУКТИВНЫЕ СХЕМЫ НАДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Надземная схема укладки 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. Охарактеризуем кратко основные препятствия, при пересечении которых возможно применение надземной схемы. Наиболее часто по надземной схеме пересекают 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 Амур. 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 вечномерзлых 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).

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, устаннывливаемыми 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 веса трубопровода и транспортируемого продукта;

трапецеидальная схема — трубопровод сооружается в форме трапеции, что дает возможность компенсировать удлинения труб;

мостовая схема — трубопровод прокладывают по специальному мосту, поэтому нагрузок от собственного веса и веса продукта трубопровод не несет.

БАЛОЧНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ БЕЗ КОМПЕНСАЦИИ УДЛИНЕНИЙ

Схемы балочных трубопроводов без компенсации удлинений показаны на рис. 14.1. На рис. 14.1, *а* — многопролетный трубопровод неограниченной длины, на рис. 14.1, *б, в, г* — одно-, двух- и трехпролетные переходы. При числе пролетов более четырех трубопровод можно рассматривать как многопролетный. Расчетная схема однопролетного трубопровода изображена на рис. 14.2. Чтобы определить напряженное состояние многопролетного трубопровода, 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.

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.

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 в период эксплуатации увеличивается на q_n , т. е. на вес продукта:

$$q_s = q_n + q_0. \quad (14.1)$$

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: $EI y^{IV} = -q$.

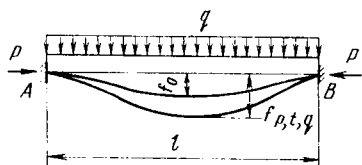
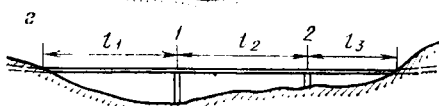
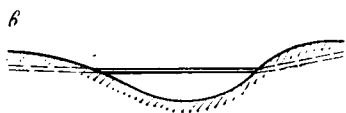
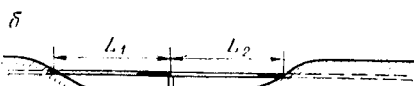


Рис. 14.1. Схема балочных трубопроводов

Рис. 14.2. Схема изменения положения упругой оси трубопровода в пролете

Из (14.1), учитывая граничные условия $x=0, y=y'=0; x=l, y=y'=0$, находим

$$EIy = -qx^4/24 + qlx^3/12 - ql^2x^2/24,$$

где E — модуль упругости; I — осевой момент инерции. Эта формула позволяет определить 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 ($q=q_0$):

$$M_{оп} = q_0 l^2/12; f_0 = q_0 l^4/(384 EI).$$

При заполнении трубопровода перекачиваемым продуктом, как правило, изменяются q, t и внутреннее давление p . За счет внутреннего давления в стенке труб возникают продольные напряжения $\sigma_{пр} = \mu \sigma_{кц}$, где $\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения; μ — коэффициент Пуассона, для пластичной стали $\mu = 0,3$. Они вызовут удлинение пролета l на величину

$$u_p = \mu \sigma_{кц} l/E = 0,15 p D_{вн} l/(E \delta), \quad (14.2)$$

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

$$u_t = \alpha_t l \Delta t, \quad (14.3)$$

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

$$u_{p,t,q} = s_{p,t,q} - s_0, \quad (14.4)$$

$$\text{где } s_{p,t,q} = l + \pi^2 f_{p,t,q}^2/(4l); \quad s_0 = l + \pi^2 f_0^2/(4l).$$

Выполнив вычисления, получим из (14.4) с учетом (14.2) и (14.3):

$$f_{p, t, q} = \sqrt{\frac{0,6\rho\dot{D}_{\text{вн}}l^2}{\pi^2 E\delta} + \frac{4\alpha_t l^2 \Delta t}{\pi^2}} + f_0^2. \quad (14.5)$$

Продольную силу, 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

$$P = P_{\text{кр}} \left(1 - \frac{q_3 l^4}{4\pi^4 E I f_{p, t, q}} \right), \quad (14.6)$$

где $P_{\text{кр}} = 4\pi^2 EI/l^2$ — эйлерова 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 меньше, чем полученный по (14.5), и соответственно будет отличаться от значения, вычисленного по (14.6). Учитывая сжатие труб в пролете l , находим

$$P = P_{\text{кр}} - \frac{q_3 l^2}{\pi^2 \sqrt{f_{p, t, q}^2 - 4Pl^2/(\pi^2 EF)}}, \quad (14.7)$$

где $f_{p, t, q}$ принимается по (14.5), а q_3 по (14.1).

Вычислив по (14.7) P , можно определить соответствующий ему прогиб:

$$f'_{p, t, q} = \sqrt{f_{p, t, q}^2 - 4Pl^2/(\pi^2 EF)}. \quad (14.8)$$

Изгибающие моменты в опорных сечениях найдем как

$$M_{\text{оп } p, t, q} = q_3 l^2/12 + P f'_{p, t, q}/2,$$

а соответствующие напряжения

$$\sigma_{\text{оп}} = M_{\text{оп } p, t, q}/W + P/F, \quad (14.9)$$

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 горизон-

тальной плоскости. Это говорит о том, что до некоторого температурного перепада Δt продольное усилие P , обуславливающее дополнительный прогиб в вертикальной плоскости, меньше усилия P_{Γ} , которое вызывает искривление трубопроводов в горизонтальной плоскости. Как только продольное усилие P_{Γ} , необходимое для искривления трубопровода в вертикальной плоскости, станет больше усилия P_{Γ} , прямолинейная равновесная форма трубопровода в горизонтальной плоскости станет неустойчивой и произойдет искривление трубопровода в горизонтальной плоскости.

Критическое значение силы $P_{\Gamma, \text{кр}}$ 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 $y=f \sin \pi x/l$. Тогда полную энергию трубопровода можно представить как

$$\mathcal{E} = \frac{EI}{2} \int_0^l \left(\frac{d^2 y}{dx^2} \right)^2 dx + \frac{q^2 l}{2GI_{\rho}} \left(\int_0^l y dx \right)^2 - \frac{P_{\Gamma}}{2} \int_0^l \left(\frac{dy}{dx} \right)^2 dx.$$

Взяв первую производную от $\mathcal{E}$ и приравняв ее нулю, найдем критическую силу

$$P_{\Gamma, \text{кр}} = \pi^2 EI/l^2 + 8q^2 l^4/(\pi^2 GI_{\rho}),$$

где G — модуль сдвига; I_{ρ} — полярный момент инерции сечения труб.

Таким образом, до Δt_{Γ} , при котором $P_{\Gamma} \leq P_{\Gamma, \text{кр}}$, искривление трубопровода происходит только в вертикальной плоскости, а при $P_{\Gamma, \text{кр}} < P_{\Gamma}$ 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 (14.5), в котором $f_0=0$, а также условия $\Delta l = P_{\Gamma, \text{кр}} l/(EF)$ находим действительный прогиб

$$f_d = \sqrt{f_{p, t, q}^2 - 4P_{\Gamma, \text{кр}} l^2/(EF)},$$

где $f_{p, t, q}$ определяли по (14.5) при $f_0=0$ и $\Delta t = t - t_0 - \Delta t_{\Gamma}$.

Порядок расчета надземного многопролетного трубопровода следующий:

определяют при известных давлении, диаметре и прочностных характеристиках труб $\sigma_{\text{вр}}$ и $\sigma_{\text{т}}$ толщину стенки δ ;

с учетом найденной толщины стенки определяют расчетные нагрузки q_0 и q ;

находят длину пролета l из условия

$$M = q_0 l^2 / 12, \quad (14.10)$$

принимая $M = 0,9 \sigma_T W$, где σ_T — предел текучести; W — момент сопротивления сечения трубы. Из (14.9, 14.10)

$$l = \sqrt{12 \cdot 0,9 \sigma_T W / q_0}; \quad (14.11)$$

далее проверяют найденное l из условия обеспечения прочности трубопровода при заданных внутреннем давлении p и расчетном температурном перепаде Δt ; по (14.7) находят P , а затем $f'_{p, t, q}$ по (14.8);

по (14.9) находят $\sigma_{оп}$ и сравнивают его с допускаемым значением напряжений; в СНиП 2.05.06—85 в качестве допускаемого напряжения рекомендуется величина

$$\sigma_{пр} = [\sqrt{1 - 0,75 (\sigma_{кц} / R_2)^2} - 0,5 \sigma_{кц} / R_2] R_2;$$

если $\sigma_{оп} \leq \sigma_{пр}$, то пролет, рассчитанный по (14.11), выбран правильно.

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. 14.3, а, компенсатор дает возможность трубопроводу перемещаться в продольном направлении между неподвижными опорами *НО*. На опорах *НО* 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. 14.3, б показан 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 .

Компенсатор Z-образного типа можно устраивать при прокладке трубопровода, как показано на рис. 14.3, в (вид сверху). Пролеты l — неразрезные балки; *НО* — неподвижная опора, а 1—6 подвижные опоры, Z-образные компенсаторы, дефор-

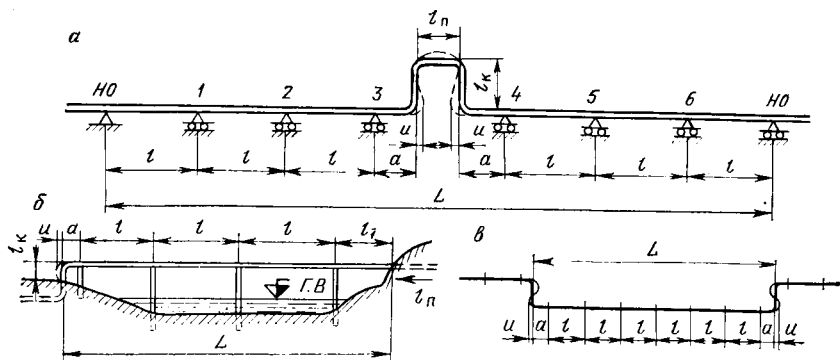


Рис. 14.3. Схемы балочного трубопровода с П-образным (а), Г-образным (б) и Z-образным (в) компенсаторами

мируясь, 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 . Таким образом, полное удлинение

$$u = u_t + u_p + u_0. \quad (14.12)$$

Величина

$$u_t = \alpha_t L \Delta t, \quad (14.13)$$

где α_t — 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 $0,5 \sigma_{кц} L / E$.

Учитывая это и имея в виду, что $\mu = 0,3$, получаем

$$u_p = L/E (0,5 \sigma_{кц} - 0,3 \sigma_{кц}) = 0,2 \sigma_{кц} L/E, \quad (14.14)$$

или, принимая во внимание $\sigma_{кц}$ по (14.9), получаем

$$u_p \approx 0,1 p D_{вн} L / (E \delta), \quad (14.15)$$

где E — модуль упругости; δ — толщина стенки трубы.

Имея формулы (14.12) — (14.15), можно перейти к расчету самих компенсаторов. На рис. 14.4 изображен одноколенный

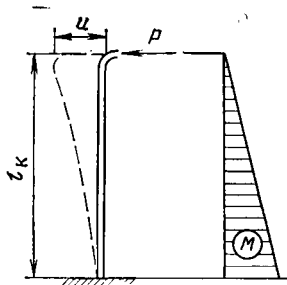


Рис. 14.4. Одноколенный компенсатор (Г-образный)

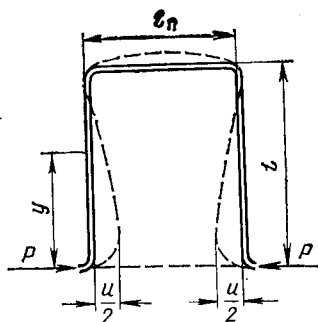


Рис. 14.5. П-образный компенсатор

компенсатор (Г-образный), нагруженный силой P от прямого участка трубопровода L . Из курса сопротивления материалов известно, что для данной схемы

$$u = Pl_k^3 / (3EI). \quad (14.16)$$

Если не учитывать упругую податливость заделки, то изгибающий момент в заделке компенсатора в грунт

$$M = Pl_k, \quad (14.17)$$

где l_k — высота компенсатора.

Учитывая, что компенсатор должен работать в упругом режиме, наибольший изгибающий момент можно определить как

$$M_{\max} = [\sigma_{\text{ком}}] W, \quad (14.18)$$

где $[\sigma_{\text{ком}}]$ — напряжение изгиба в компенсаторе. Объединяя (14.16), (14.17) и (14.18), получаем допустимое для компенсатора предельное перемещение

$$u = \sigma_{\text{ком}} W l_k^2 / (3EI). \quad (14.19)$$

Приравнявая (14.12) и (14.19), определим либо L при заданных I , W , $[\sigma_{\text{ком}}]$ и l_k , либо при известных L , I , W , $[\sigma_{\text{ком}}]$ из уравнения

$$\alpha_t L \Delta t + \frac{0,1 p D_{\text{вн}} L}{E \delta} + u_0 = \frac{[\sigma_{\text{ком}}] I W l_k^2}{3EI}.$$

В случае П-образного компенсатора (рис. 14.5) необходимо учесть гибкость всех его участков (прямых и кривых). В соответствии с рассматриваемыми в курсе сопротивления материалов методами перемещения концов компенсатора

$$u = \frac{2 [\sigma_{\text{ком}}] \int_0^s (1/k_{\text{ж}}) y^2 ds}{ED_H l_k},$$

Таблица 14.1. Значения коэффициента уменьшения жесткости

D_H , мм	δ , мм	$k_{ж}$	D_H , мм	δ , 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

где $k_{ж}$ — коэффициент уменьшения жесткости криволинейного участка (табл. 14.1).

Производя интегрирование для всех участков компенсатора, определим u и приравняем его к (14.12). Из полученного уравнения находим либо L , либо размеры компенсатора. Участки труб l между опорами рассчитываются, как обычные неразрезные балки.

Балочный зигзагообразный в плане трубопровод

Компенсация удлинений осуществляется за счет изменения в плане начального положения l трубопровода (рис. 14.6). Если участок L удлинится, то труба займет положение II , если укоротится — положение III . При этом она будет перемещаться по подвижным опорам $1-7$ 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

$$u = \pm \alpha_t L \Delta t + 0,1 p D_{вн} L / (E \delta), \quad (14.20)$$

где знак «+» принимается при $\Delta t > 0$ и «—» при $\Delta t < 0$.

Из геометрических зависимостей находим начальные параметры

$$L = L_0 / \cos \varphi; \quad f_0 = L_0 \operatorname{tg} \varphi / 2. \quad (14.21)$$

Изменение стрелки прогиба находим также из рассмотрения геометрической схемы (см. рис. 14.8)

$$f_0 \pm df = 0,5 \sqrt{L^2 - L_0^2 + 2Lu + u_2}, \quad (14.22)$$

где u и L определяются по (14.20) и (14.21), а знак (+) принимается при $\Delta t > 0$ и (—) при $\Delta t < 0$. В вершинах компенсационного угла (опора 4) изгибающие моменты определяют по

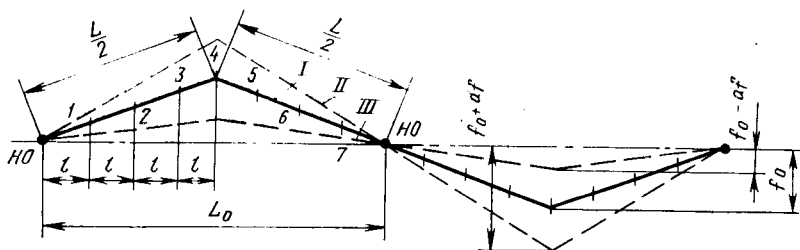


Рис. 14.6. Схема зигзагообразного трубопровода

правилам строительной механики. Так, при $\Delta t > 0$ и $p > 0$ изгибающий момент

$$M_{p,t} = 3 \cos \varphi I (\alpha_t) \Delta t E + 0,2 \sigma_{\text{кц}} / f_0,$$

где $\sigma_{\text{кц}} = p D_{\text{вн}} / 2\delta$; I — момент инерции сечения трубы. Так как в трубе должны возникать только упругие деформации, то должно выполняться условие $M_{p,t} \leq [\sigma_{\text{ком}}] W$, где $[\sigma_{\text{ком}}]$ — контролируемое напряжение, принимаемое равным $0,9 \sigma_t$.

Упругоискривленный трубопровод

Компенсация искривлений достигается за счет изменения начального положения трубопровода, уложенного в виде синусоиды на опорах. Шарнирные опоры (рис. 14.7) не дают трубам перемещаться как в продольном, так и в поперечном направлениях. На скользящих опорах труба перемещается в поперечном направлении, чем и достигается эффект компенсации. Расчетная схема упругоискривленного трубопровода изображена на рис. 14.7. 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 температуры, 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 $y = f_0 \sin(\pi x / L)$. Начальное искривление трубопровода, необходимое для компенсации возможного укорачивания трубопровода при снижении его температуры $\Delta t_1 = t_0 - t_{\text{min}} + \Delta t_{\text{min}}$, где t_{min} — минимально возможная расчетная температура; Δt_{min} — температурный перепад, определяющий запас компенсационной способности.

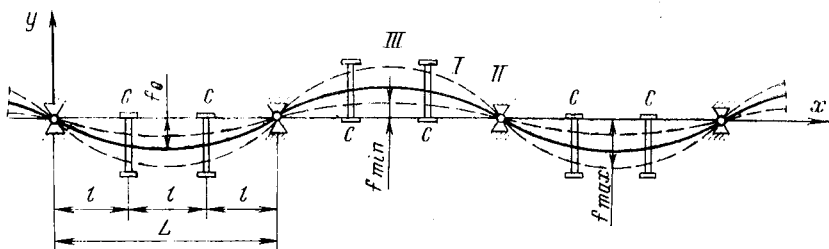


Рис. 14.7. Схема упругоискривленного трубопровода

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:

$$f_0 = 2L/\pi \sqrt{\alpha_t \Delta t},$$

где α_t — коэффициент линейного расширения.

Аналогично находим стрелку прогиба $f_{\min}$ при температурном перепаде $\Delta t_{\min}$ (положение II):

$$f_{\min} = 2L/\pi \sqrt{\alpha_t \Delta t_{\min}}.$$

При повышении температуры трубопровода до $t_{\max} > t_0$ стрелка прогиба увеличивается до $f_{\max}$ (положение III), что позволяет компенсировать температурное удлинение $\Delta L_2 = \alpha_t L \Delta t_2$, 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 $f_{\max}$:

$$f_{\max} = \sqrt{f_0^2 + 4L^2 \alpha_t \Delta t_2 / \pi^2}, \quad (14.23)$$

где $\Delta t = \Delta t_1 + \Delta t_2$ — максимальный расчетный температурный перепад.

Начальная и наибольшая стрелки прогиба будут определять ширину скользящих опор.

Для обеспечения безаварийной эксплуатации трубопровода напряжения в материале труб не должны вызывать их пластичных 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 $P = \pi^2 EI / L^2$. Расстояние между шарнирными опорами L найдем из условия прочности. Максимальные напряжения от изгиба и сжатия материала трубы посередине полуволны синусоиды определяют как

$$M/W + P/F \leq 0,9\sigma_T. \quad (14.24)$$

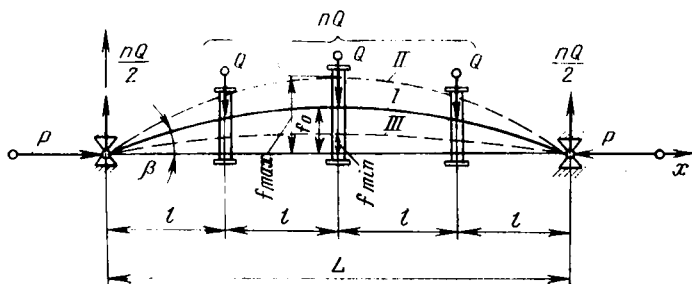


Рис. 14.8. Расчетная схема упругоискривленного трубопровода

Подставив в (14.24) значения P и M , с учетом $f_{\max}$ по формуле (14.23) получим

$$L = \frac{A \sqrt{\alpha_t \Delta t}}{\pi} + \sqrt{\frac{A^2 \alpha_t \Delta t}{\pi^2} + \frac{AW}{F}}, \quad (14.25)$$

где $A = \pi^2 EI / (0,9 W \sigma_T)$.

Расстояние между скользящими опорами l рассчитывают по несущей способности материала труб, принимая соответствующую схему нагружения 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 (14.2). Рассмотрим далее расчет упругоискривленного трубопровода с учетом трения на опорах и внутреннего давления. Пусть участок трубопровода между двумя смежными шарнирными опорами сжат силами P (рис. 14.8).

Потенциальная энергия упругого изгиба в положении I

$$U_1 = 0,5EI \int_0^L (y_1')^2 dx = \pi^4 EI f_0^2 / (4L^3).$$

С увеличением температуры потенциальная энергия упругой деформации возрастает и при значении стрелки прогиба $f_{\max}$ (положение II) становится

$$U_2 = \pi^4 EI f_{\max}^2 / (4L^3).$$

Приращение потенциальной энергии упругого изгиба при перемещении трубопровода из положения I в положение II будет

$$U = U_2 - U_1 = \frac{\pi^2 EI}{4L^3} (f_{\max}^2 - f_0^2), \quad (14.26)$$

а работа внешних сил

$$A_p = P \Delta = \frac{P \pi^2}{4L} (f_{\max}^2 - f_0^2), \quad (14.27)$$

где Δ — фиктивное сближение шарнирных опор.

Работа сил трения

$$A_Q = Q (f_{\max} - f_0) \sum_1^n \sin \frac{\pi x}{L}, \quad (14.28)$$

где $(f_{\max} - f_0) \sum \sin \pi x/L$ — сумма горизонтальных перемещений при изменении положения трубопровода из I в положение II .

Учитывая (14.26) — (14.28), найдем значение продольной сжимающей силы

$$P = \frac{\pi^2 EI}{L^2} + \frac{4QL \sum_1^n \sin \frac{\pi x}{L}}{\pi^2 (f_{\max} + f_0)}.$$

Для практических расчетов интерес представляет сила

$$P = \frac{\pi^2 EI}{L^2} + \frac{2QL \sum_1^n \sin \frac{\pi x}{L}}{\pi^2 f_{\max}},$$

где n — число скользящих опор между двумя смежными шарнирными опорами; Q — суммарная сила трения, $Q = qL\phi$, здесь q — расчетный вес 1 м длины трубопровода; ϕ — коэффициент скольжения на опорах.

Максимальные растягивающие или сжимающие напряжения возникнут по серединам образовавшихся полуволн синусоиды и будут равны при отсутствии внутреннего давления

$$\sigma_{1,2} = \pm M/W - P/F, \quad (14.29)$$

где M — изгибающий момент, равный $Pf_{\max} - QL/4$ при $n=1$ и $Pf_{\max} - nQL/6$ при $n=2$ и $n=3$.

Из анализа формулы (14.29) видно, что минимальная стрелка упругого изгиба (положение III) должна быть выбрана из условия при $n=1$ $f_{\min} \geq QL/(4P)$; при $n=2$ и $n=3$ $f_{\min} \geq nQL/(6P)$, так как в этом случае трубопровод сможет перемещаться на скользящих опорах.

Тогда формула (14.23) с учетом $f_{\min}$ примет вид

$$f'_{\max} = \sqrt{4L^2 \alpha_t \Delta t / \pi^2 + f_{\min}^2},$$

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 $f'_{\max}$:

$$\Delta f_p = \sqrt{\frac{0,4pD_{\text{вн}}L(L + \alpha_t L \Delta t)}{\pi^2 E \delta}} + (f'_{\max})^2 - f'_{\max}$$

и соответственно максимальную стрелку: $f_{\max} = f'_{\max} + \Delta f_p$.

Трубопровод со слабоизогнутыми участками

Трубопровод имеет форму, изображенную на рис. 14.9. Расчетная схема его дана на рис. 14.10. 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 изменяется на df_1 и df_2 . Величины u_1 и u_2 находим по формуле (14.20), в которой принимаем вместо L величину $L - L_0$. Соответственно изменение стрелки прогиба находим из (14.22).

Угол φ должен составлять $12-15^\circ$, а стрелка прогиба $f = 0,5L_0 \tan \varphi$. Значение L при заданном L_0 , φ и f_0 , обеспечивающее компенсацию удлинений при заданном температурном перепаде Δt :

$$L = \frac{L_0 f_0 \left[R_2 - \frac{0,1 q_n l}{W} - n p \left(\frac{D_n}{4\delta} - 0,5 \right) \right]}{6 \cos \varphi I [\alpha_t E \Delta t + n p (D_n / 10\delta - 0,2)] \left(1/W - \frac{2}{f_0 F} \right)},$$

где I , W , F — соответственно момент инерции, сопротивление и площадь сечения трубы; q_n — ветровая нагрузка; δ — толщина стенки трубы; R_2 — расчетное сопротивление материала труб; n — коэффициент надежности по нагрузке.

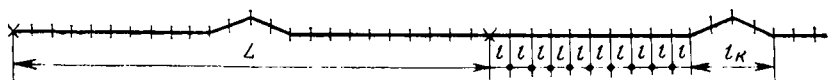


Рис. 14.9. Схема трубопровода со слабоизогнутыми участками

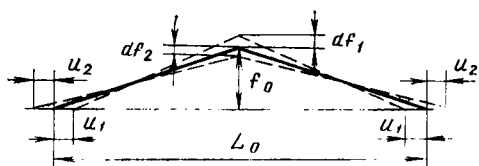


Рис. 14.10. Расчетная схема слабоизогнутого участка

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 уже отмечалось, 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. 14.11). 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 главной оси, может быть ограниченной и неограниченной. 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 бескомпенсаторных трубопроводах продольные силы N_2 и N_4 уравнивают 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. Силы N_1 или N_3 возникают от боковой ветровой нагрузки в зависимости от направления ветра:

$$N_{1,3} = q_b l, \quad (14.30)$$

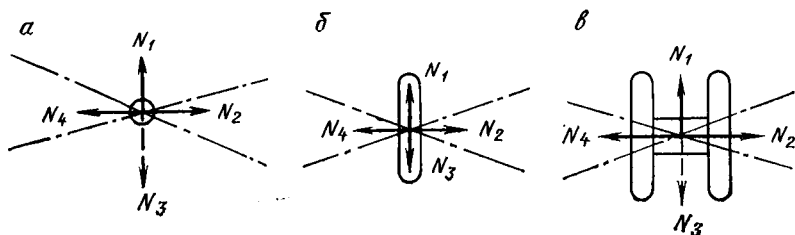


Рис. 14.11. Схемы сил, действующих на опоры:
а — из одной свай; б — из двух свай; в — из четырех свай

где q_v — ветровая нагрузка, определяется по рекомендациям СНиП 2.05.06—85.

Формула (14.30) в зависимости от числа пролетов и номера опоры примет следующий вид:

двухпролетный переход (см. рис. 14.1, в) и трехпролетный (см. рис. 14.1, г) на опоре 1

$$N_{1,3} = q_v(l_1 + l_2)/2;$$

на опоре 2

$$N_{1,3} = q_v(l_2 + l_3)/2. \quad (14.31)$$

При большем числе пролетов независимо от наличия компенсаторов на крайних опорах $N_{1,3}$ определяется по (14.31), а на промежуточных — по (14.30). Если трубопровод имеет П-, Г- и Z-образные компенсаторы, то на промежуточных опорах N_1 и N_3 определяют по (14.30) и (14.31). Продольные силы N_2 и N_4 зависят от схемы компенсатора. При схеме (см. рис. 14.3, а) на опорах НО N_2 и N_4 равны, взаимно уравниваются, поэтому опоры НО на N_2 и N_4 не рассчитываются. Продольную силу на каждую подвижную опору (1, 2 и 5, 6) определяют по формуле

$$N_{2,4} = f_{тр} q_{тр} l, \quad (14.32)$$

где $f_{тр}$ — коэффициент трения (скользящей опоры); $q_{тр}$ — вес единицы длины труб.

Продольную силу на опорах, примыкающих к компенсатору, следует определять по формуле

$$N_{2,4} = f_{тр} [q_{тр} (0,5l + d) + Q_{ком}], \quad (14.33)$$

где $Q_{ком}$ — вес половины компенсатора.

При схеме (см. рис. 14.3, б) $N_{2,4}$ определяют по (14.33), кроме опоры, примыкающей к компенсатору, где $N_{2,4} = f_{тр} [q_{тр} (0,5l + a)]$. Значение коэффициентов трения $f_{тр}$ следует принимать: при скольжении стали по стали 0,5, при роликовых опорах $f_{тр} \approx 0,07$. При схеме рис. 14.3, в $N_{2,4}$ определяют по (14.33) для крайних опор, а для остальных по (14.32). При схемах рис. 14.6 и 14.8 продольные силы на шарнирных опорах

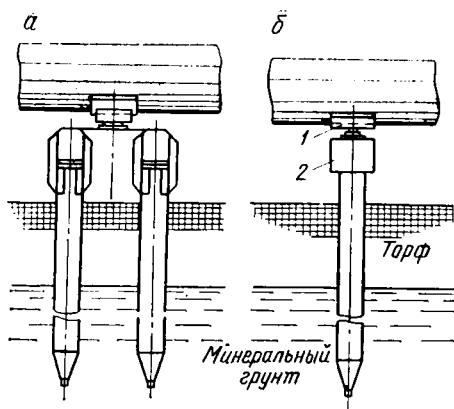
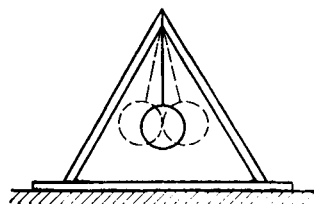


Рис. 14.12. Схемы свайной опоры:

a — шарнирная; *б* — скользящая;
1 — металлическая опорная подушка; 2 — сборная железобетонная насадка

Рис. 14.13. Схема подвесной опоры



возникают при разрыве труб. На скользящих опорах силы $N_{2,4}$ определяют по (14.32). Конструктивно шарнирные опоры из свай оформляются, как показано, например, на рис. 14.12, *a*, а скользящие — на рис. 14.12, *б*.

Следует отметить, что железобетонные свайные опоры наиболее широко применяются в трубопроводном строительстве. Опоры представляют собой железобетонные стойки или рамы, опираемые на фундамент. Подвесные опоры применяют при зигзагообразной схеме укладки (рис. 14.13). Опоры других типов (монолитные, грунтовые, сборные и др.) применяют в трубопроводном строительстве редко. Усилия, действующие на опорах любых видов, определяются так же, как и для свайных.

Технология сооружения

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.

Технология выполнения работ при зигзагообразной укладке включает следующие элементы:

изготавливают стандартные компенсаторные 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

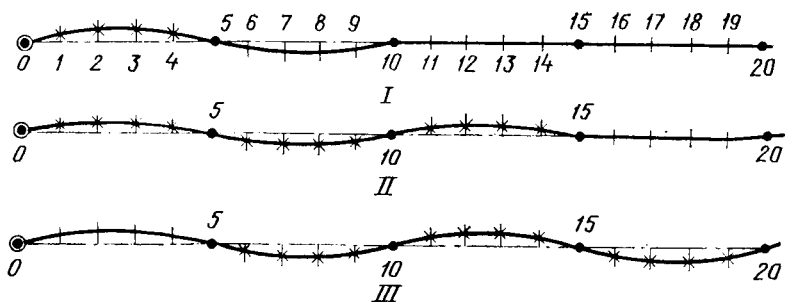


Рис. 14.14. Схема монтажа упругоискривленного трубопровода

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.

Порядок выполнения работ при строительстве упругоискривленного трубопровода следующий:

при проектном расстоянии устанавливают шарнирные опоры, между ними располагают скользящие опоры;

плети длиной 500—1000 м укладывают рядом с опорами;

трубопровод поднимают на опоры трубоукладчиками;

до закрепления на шарнирных опорах трубопровод с помощью трактора искривляют по синусоиде; искривление проводится последовательно, начиная с одной стороны перехода (рис. 14.14); 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, при упругоискривленной прокладке отклонение оси трубопровода в плане от прямой не превышает 5 м (при температурном перепаде 120°С), что дает

возможность осуществить укладку по прямолинейной трассе. Это особенно важно при строительстве в условиях болот и вечномёрзлых грунтов.

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 многопролетными системами. На рис. 14.15 изображены схемы однопролетных переходов, на рис. 14.16 двух- и четырехпролетные. Компенсация удлинений трубопровода осуществляется одним Г-образным компенсатором. В случае рис. 14.15, б установлены два компенсатора, на схемах рис. 14.16 также по два компенсатора. На всех схемах основным несущим элементом является трос, к которому через подвески прикреплен трубопровод. Нагрузка от трубопровода через основной несущий трос передается на пилоны или иные опорные устройства. Схема переходов изображена на рис. 14.17. На рис. 14.17, а изображен трубопровод, подвешенный на одном несущем канате и закрепленном на несущих пилонах; трубопровод и несущий трос находятся в одной плоскости. Схема, изображенная на рис. 14.17, б, иллюстрирует переход с У-образной конфигурацией несущих пилонов, к концам разветвлений которых в точках а, б крепятся два

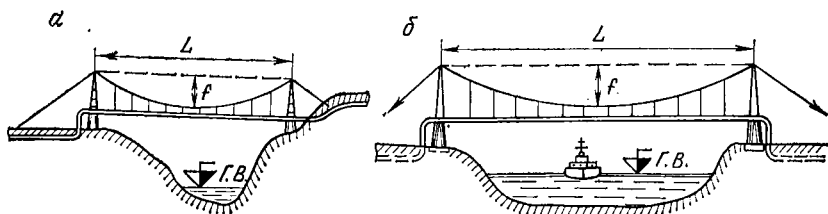


Рис. 14.15. Схемы подвесных трубопроводов с одним (а) и двумя (б) компенсаторами

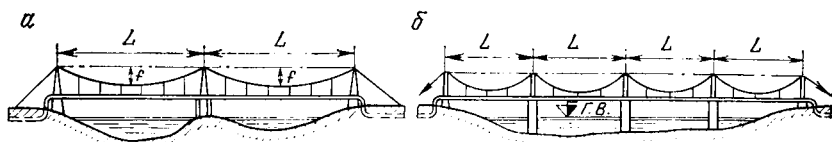


Рис. 14.16. Схемы многопролетных подвесных трубопроводов:
а — двухпролетный; б — четырехпролетный

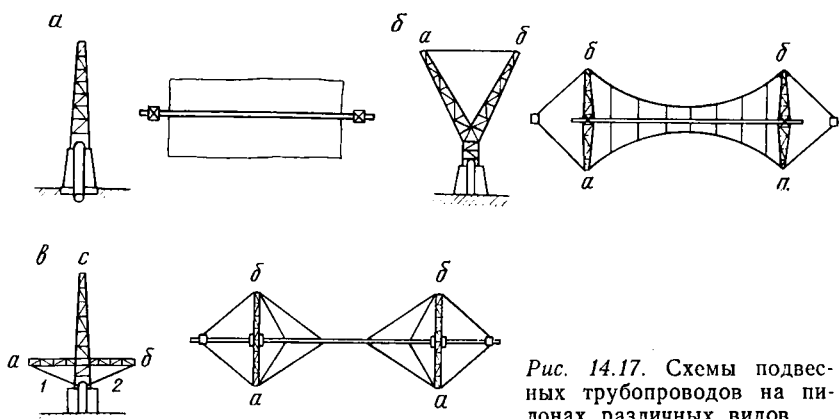


Рис. 14.17. Схемы подвесных трубопроводов на пилонах различных видов

несущих троса с подвесками. На рис. 14.17, в изображена схема с крестообразными пилонами. К консолям в точках а, б крепятся ветровые оттяжки 2, а трубопровод подвешен к основному несущему тросу, закрепленному на вершине пилона (точка С). 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 а, б закрепляются оттяжки, которые специально предназначаются для удержания трубопровода от поперечных перемещений. Приведенные на рис. 14.17 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

Расчет подвесного трубопровода включает: расчет несущего троса, трубопровода, подвесок, пилонов и опор.

Несущий трос будем рассматривать как гибкую нить, нагруженную распределенной нагрузкой q от веса троса и трубопровода, подвесок и различных элементов конструктивного оформления трубопровода. В соответствии с установившейся в теории висячих систем терминологией нити 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 :

$$f/L = 1/10 \div 1/20.$$

$$(14.34)$$

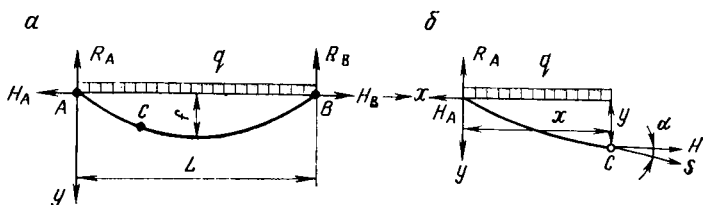


Рис. 14.18. Расчетная схема гибкой нити:
а — полный пролет; б — часть пролета

Статическая схема гибкой нити изображена на рис. 14.18. Проектируя силы на оси x , имеем: $H_A = H_B = H$.

Проекция сил на ось y дает условие $R_A + R_B = qL$.

Сумма моментов сил относительно опоры B дает $\Sigma M_B - R_A L = 0$, откуда

$$R_A = \Sigma M_B / L. \quad (14.35)$$

Для определения натяжения нити необходимо знать величину H , которую найдем из рассмотрения равновесия части нити AC (см. рис. 14.18). Момент сил относительно точки C : $M_C = H_y$. Отсюда

$$H = M_C / y, \quad (14.36)$$

где M_C — момент сил такой же, как и для обычной балки. Его и называют балочным моментом.

Для показанных на рис. 14.18 сил $\Sigma M_B = qL^2/2$, откуда $R_A = 0,5 qL$ и $M_C = qx(L-x)/2$. Учитывая (14.36), ординату любого сечения найдем по формуле

$$y = qx(L-x)/(2H). \quad (14.37)$$

Принимая в (14.37) $x = 0,5L$ и соответственно $y = f$, находим горизонтальную составляющую натяжения нити

$$H = qL^2/(8f). \quad (14.38)$$

Натяжение троса S найдем по формуле

$$S = H / \cos \alpha \quad \text{или} \quad S = qL^2 / (8f \cos \alpha), \quad (14.39)$$

где α — угол между H и S (см. рис. 14.18, б). Из (14.39) видно, что наибольшее натяжение троса $S_{\max}$ будет у опоры, а наименьшее при $x = 0,5L$.

Величина

$$S_{\max} = \sqrt{H^2 + R_A^2} = qL^2 / (8f) \sqrt{1 + 16f^2 / L^2}. \quad (14.40)$$

Подставив H в (14.37), получим $y = 4fx(L-x)/L^2$.

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 при-

крепляют трубу. Поэтому трос от дополнительной 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

$$L_1 = L + \frac{1}{2} \int_0^L (y')^2 dx. \quad (14.41)$$

Используя (14.36) для q_0 , находим (опуская в дальнейшем индекс С):

$$y' = \frac{dM_0}{H_0 dx} = \frac{Q_0}{H_0}, \quad (14.42)$$

где Q_0 — поперечная сила в любом сечении.

Подставляя (14.42) в (14.41), получаем

$$L_1 = L + 1/(2H_0) \int_0^L Q_0^2 dx. \quad (14.43)$$

После загрузки троса нагрузкой

$$L_1 = L + 1/(2H) \int_0^L Q^2 dx.$$

Таким образом, для определения L_1 необходимо найти интеграл $\int Q^2 dx$.

По методу Верещагина (см. курс «Сопротивление материалов») для равномерно распределенной нагрузки

$$\int_0^L Q^2 dx = q^2 L^3 / 12;$$

для сосредоточенной силы, приложенной в сечениях $x = L/2$,

$$\int_0^L Q^2 dx = p^2 L / 4;$$

для равномерной нагрузки, приложенной от $x=0$ до $x=0,5L$,

$$\int_0^L Q^2 dx = 5q^2 L^3 / 192.$$

Формулы (14.35), (14.36), (14.39), (14.40), (14.43) 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

$$\Delta L = (H_1 - H_0) L / (EF).$$

Выполнив вычисления, получим

$$H_1^3 + \left(\frac{EF}{2LH_0^2} \int_0^L Q_0^2 dx - H_0 \right) H_1^2 - \frac{E_k F_k}{2L} \int_0^L Q_1 dx = 0, \quad (14.44)$$

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 (14.44) может быть представлена в более простой форме:

$$H_1^3 + \left[\frac{E_k F_k q_0^2 L^2}{24 H_0^2} - H_0 \right] H_1^2 = \frac{E_k F_k q^2 L^2}{24}. \quad (14.45)$$

Если необходимо учесть изменение температуры несущего каната, то в квадратную скобку (14.45) 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.

Пример. К канату с модулем упругости $E_k = 1,5 \cdot 10^7$ Н/см², сечением $F_k = 20$ см² подвешены две трубы диаметром $D_n = 52,9$ см с толщиной стенки $\delta = 0,9$ см. Расчетная нагрузка q_0 складывается из веса единицы длины каната и подвесок $q_k = 5,5$ Н/см, двух незаполненных труб $q_{тр} = 25,5$ Н/см, пешеходного мостика $q_m = 10$ Н/см, снега и льда $q_{сн} = 0,9$ Н/см. Таким образом, $q_0 = 50$ Н/см. После заполнения труб нефтью ($q_n = 40$ Н/см) общая нагрузка $q = 90$ Н/см. Пусть длина пролета $L = 1,5 \cdot 10^4$ см. В соответствии с (14.34) примем $f_0 = 0,1$, $L = 1,5 \cdot 10^3$ см. По (14.38) $H_0 = 0,93 \cdot 10^6$ Н. По (14.45), выполнив вычисления, получим $H_1^3 + 7,07 \cdot 10^6 H_1^2 = 2,278 \cdot 10^{17}$, откуда $H_1 = 1,62 \cdot 10^6$ Н.

Соответствующий данному H_1 прогиб $f = 1562$ см. Таким образом, стрелка прогиба увеличилась на 62 см, а распор H на $0,69 \cdot 10^6$ Н.

Натяжение каната находим по (14.40) $S_{max} = 1,75 \cdot 10^6$ Н.

По усилию S_{max} проверяют несущую способность принятого каната. Для этого определяют напряжения в канате $\sigma_k = S_{max}/F_k$ и сравнивают их с расчетным сопротивлением каната $\sigma_{к.р} = 0,4 \sigma_{вр.к}$, где $\sigma_{вр.к}$ — предел прочности проволоки каната (временное сопротивление разрыву). Прочность каната будет обеспечена, если $\sigma_{к.р} > \sigma_k$.

Расчет ветровых канатов и оттяжек

Размещение ветровых канатов и оттяжек изображено на рис. 14.19. Расчетная схема ветрового каната изображена на рис. 14.19, а. Основной нагрузкой для ветрового каната является ветровая нагрузка q_v , 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. Таким образом, в период безветрия усилие в канате

$$H'_b = 0,5 q_v L^2 / (8 f_b),$$

а при ветре и температурном перепаде

$$H_b = 1,5 q_v L^2 / (8 f_b) + \alpha_t E_k F_k \Delta t. \quad (14.46)$$

Величина H_b по (14.46) несколько завышена по сравнению с действительной, которую можно определить по (14.38).

Дополнительный прогиб ветрового троса при этом можно найти по формуле

$$df = \frac{15 H'_b L^2}{16 E_k F_k [5 - 24 (f_b/L)^2]}.$$

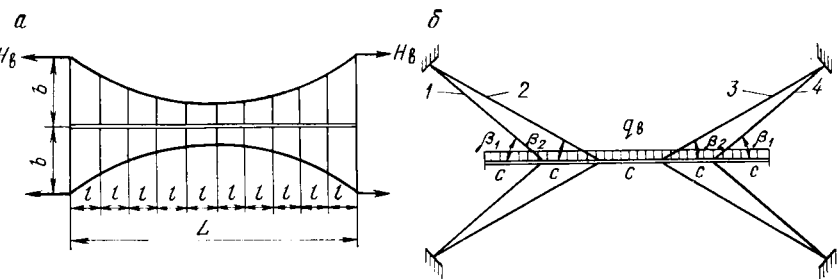


Рис. 14.19. Схема ветровых канатов (а) и оттяжек (б)

Оттяжки (рис. 14.23, б) рассчитывают на ветровую нагрузку $p_v = q_v c$. При этом возникают силы

$$P_{1,4} = \frac{p_v}{\sin \beta_1}, \quad P_{2,3} = \frac{p_v}{\sin \beta_2}, \quad (14.47)$$

где 1, 2, 3, 4 — номера оттяжек (см. рис. 14.19, б).

На ветровую нагрузку трубопровод проверяют, рассматривая его как балку на нескольких опорах (на рис. 14.19, а — шесть опор). Оттяжки, как и ветровые канаты, предварительно натягиваются на 50% от расчетных сил, определяемых по (14.47). Таким образом, в оттяжках при ветре могут действовать силы, в 1,5 раза большие, чем полученные по (14.47). Именно эти значения сил и должны приниматься в расчетных зависимостях 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, по схеме рис. 14.16 опоры должны обеспечить необходимый прогиб каната f , а также запас высоты 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. 14.20 изображено 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 пилон это обычный фундамент свайного типа или массивный. Узел опирания несущих канатов на вершине пилон изображен на рис. 14.21. Опорная конструкция должна обеспечивать поперечное обжатие каната не более чем на 20—22 кН при диаметре каната 50—70 мм.

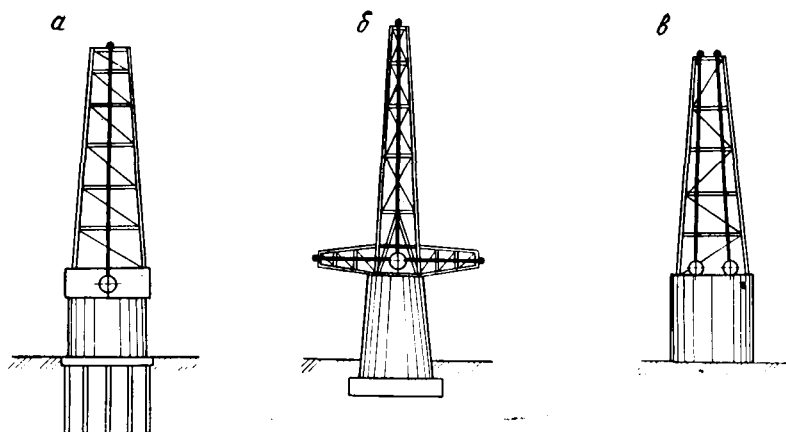


Рис. 14.20. Конструктивные схемы пилонов:
а — без консолей; *б* — с консолями; *в* — двухканатный

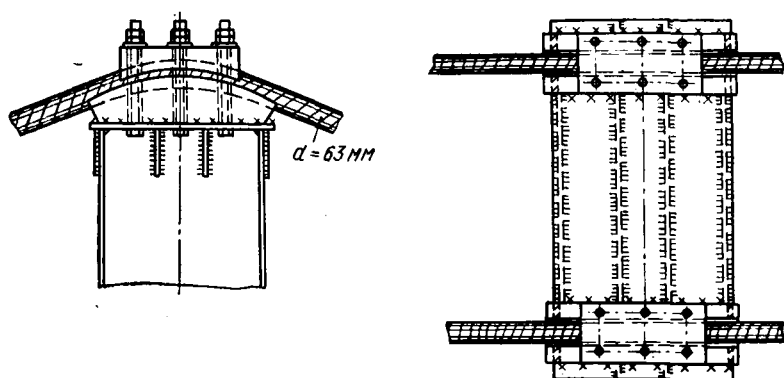


Рис. 14.21. Узел опирания несущих канатов на вершине пилон

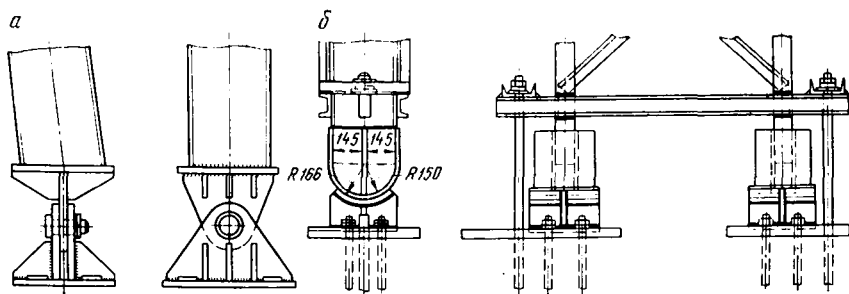


Рис. 14.22. Конструкция опорной части

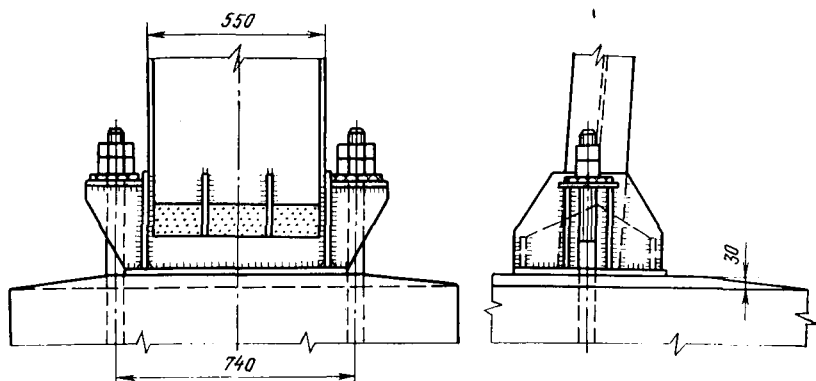


Рис. 14.23. Узел опирания пилона на опоре

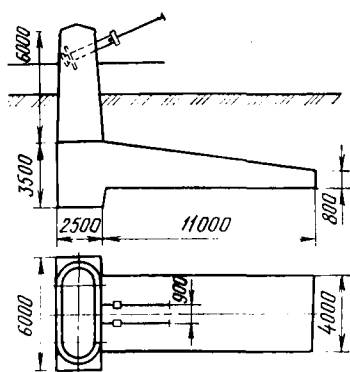


Рис. 14.24. Схема анкерной опоры

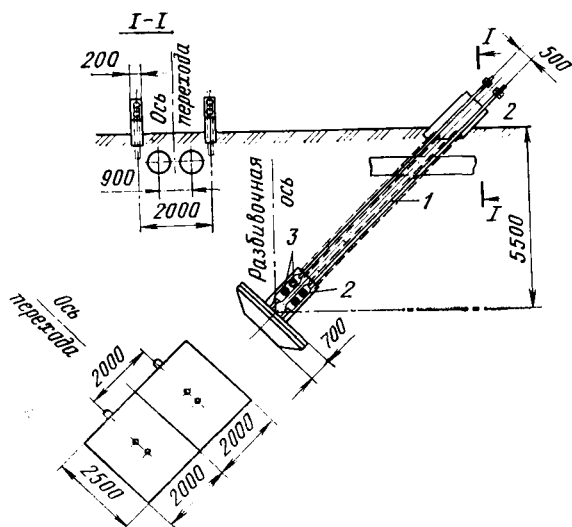


Рис. 14.25. Анкерная опора:
1 — изоляция тяжей;
2 — бетон по проволоочной обмотке; 3 — болтовые шарниры

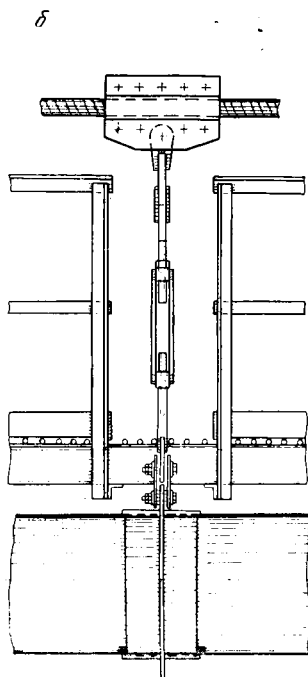
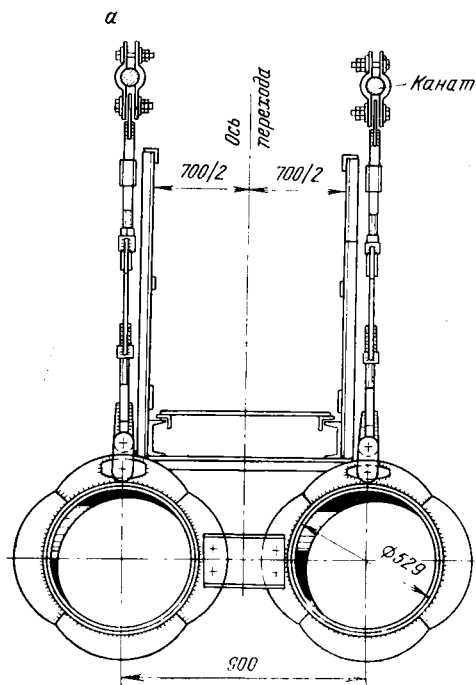


Рис. 14.26. Детали подвесного трубопровода:

а — поперечное сечение; б — крепление подвески к трубам и канату

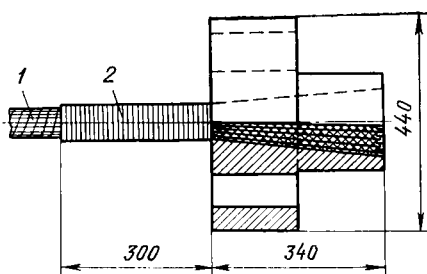


Рис. 14.27. Схема заделки каната в стакан:

1 — канат; 2 — оплетка из мягкой оцинкованной проволоки

Это достигается опиранием каната по круглой поверхности радиусом 50—70 см.

Опираание пилон на опору может быть выполнено в форме шарнира совершенного (рис. 14.22, а) или несовершенного типа (рис. 14.22, б), а также с жестким закреплением (рис. 14.23). Как несущие, так и ветровые канаты или оттяжки крепятся в анкерных опорах. При расчете этих опор учитывают удерживающую силу грунта, включая и присос.

Одна из конструктивных схем анкерной опоры изображена на рис. 14.24. Анкерные опоры могут быть выполнены и в виде железобетонных, хорошо армированных плит (коэффициент армирования до 3%), заглубленных в грунт (рис. 14.25). Несущая способность таких опор определяется в основном пассив-

ным отпором грунта и присосом (для временных нагрузок).

Узлы крепления (подвесного трубопровода) изображены на рис. 14.26 (двухтрубный переход). Здесь же на трубах виден пешеходный мостик. Концы несущих канатов заделывают в специальный стальной стакан и заливают их цинком (рис. 14.27). 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 подготавливают пилоны. Пилоны устанавливают на опору в собранном виде, при этом используют трубоукладчики, автокраны и специальные подъемные мачты (рис. 14.28). 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 сут; к канату в расчетных сечениях прикрепляют подвески; концы каната заделывают в стаканы, как об этом было уже сказано. Перетаскивают канаты от одного пилон к другому. При этом принимают 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 тросы. Во избежание перегиба канатов захват тросов при подъеме осуществляется с помощью специальной траверсы. Схема подъема канатов изображена на рис. 14.29. 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 операцией является подвеска трубопровода. Однако прежде чем подвесить, его нужно протянуть точно в створ. Трубопровод перед установкой в створ

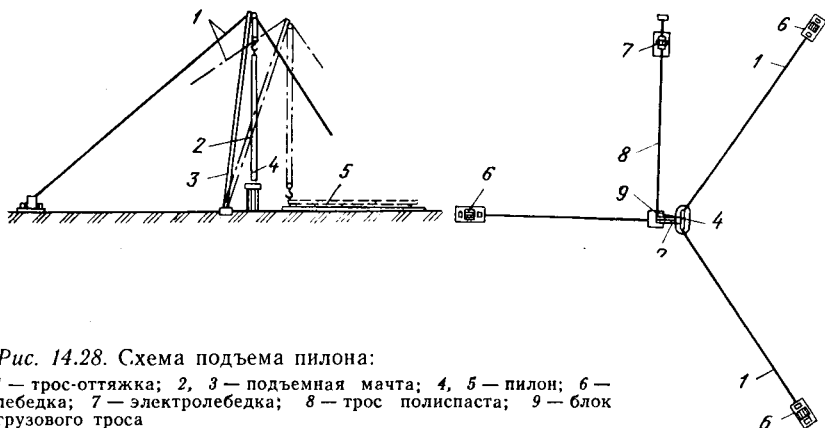


Рис. 14.28. Схема подъема пилона:

1 — трос-оттяжка; 2, 3 — подъемная мачта; 4, 5 — пилон; 6 — лебедка; 7 — электролебедка; 8 — трос полиспаста; 9 — блок грузового троса

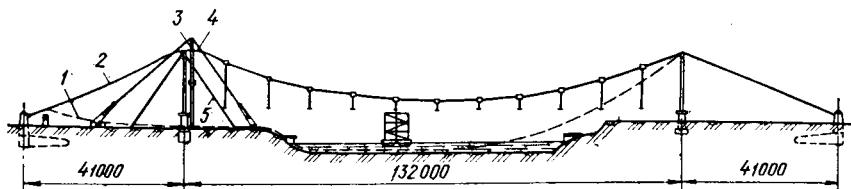


Рис. 14.29. Схема подъема канатов:

1 — канаты до подъема; 2 — канаты перед укладкой на опорные части пилонов; 3 — подъемная мачта; 4 — траверса; 5 — временные оттяжки

оснащают всеми предусмотренными проектом деталями. Далее с помощью полиспастов, закрепленных на несущем 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 изображена на рис. 14.30. Положение трубопровода регулируют с помощью талрепов (устройства, позволяющие регулировать длину подвески). Если переход сооружается по схеме рис. 14.15, 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

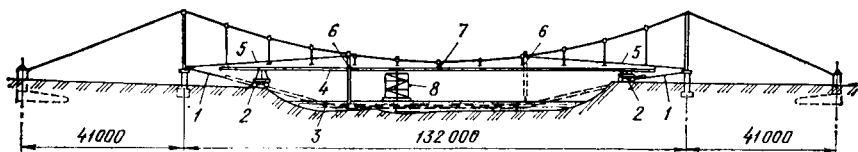


Рис. 14.30. Схема подвешивания трубопровода:

1 — трос к лебедке; 2 — трубуукладчик; 3 — поднятый трубопровод; 4 — трубопровод до подъема; 5 — трос полиспаста; 6 — полиспаст; 7 — таль; 8 — плавучая опора

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.

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. 14.31). 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 однетрубные без каких-либо деталей и закреплений в пролете; арки однетрубные 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

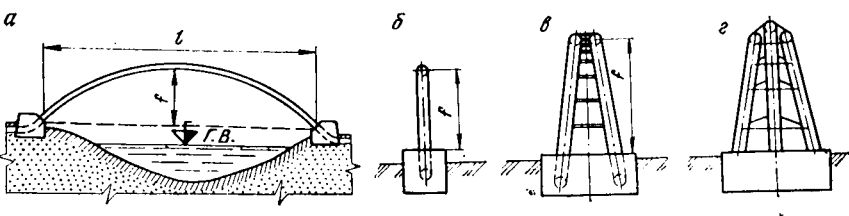
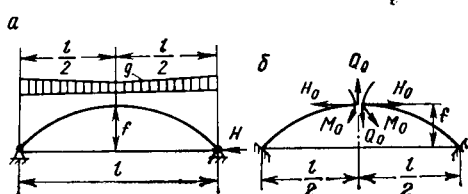


Рис. 14.31. Арочный переход:
а, б — однетрубный; в — двухтрубный; г — трехтрубный

Рис. 14.32. Расчетные схемы двухшарнирной (а), бесшарнирной (б) арок



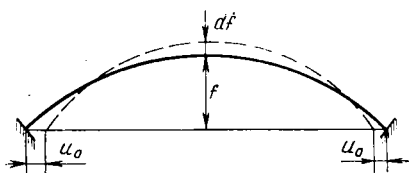


Рис. 14.33. Деформация арки

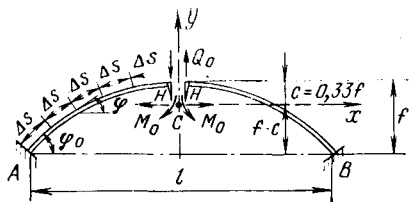


Рис. 14.34. Расчетная схема бесшарнирной арки

рис. 14.32. На обе арки действует вертикальная нагрузка, распределенная по закону $q_{(x)} = q / \cos \varphi_{(x)}$, где q — нагрузка в ключе (сечение $x = 0,5l$); $\varphi_{(x)}$ — угол наклона сечения x в вертикали. В пологих арках с отношением $f/l \leq 0,1$ можно принимать нагрузку $q_{(x)} = q$, т. е. равномерно-распределенную.

Кроме усилий от нагрузки q в арке возникают внутренние (растягивающие) усилия от внутреннего давления $\sigma_{пр} = pD_{вп}/(4\delta)$, где δ — толщина стенки трубы.

Соответствующие деформации арки (увеличивают ее длину) $\varepsilon_{пр} = 0,2\sigma_{ку}/E$, а удлинение $\Delta l = \varepsilon_{пр}l$. Температурные изменения длины $\Delta l_2 = \alpha_l l (t - t_0)$.

Большое значение имеет также учет изменения положения опорных сечений арок (пят) под воздействием подземных участков трубопровода, прилегающих к арке. Они вызовут сжатие арки на перемещение u_0 (рис. 14.33), что приводит к проявлению в арке значительных дополнительных усилий. Правда, эти усилия могут появиться только в том случае, если опоры арки под действием подземных участков труб смещаются, как изображено на рис. 14.33.

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. 14.32, а необходимо найти лишь горизонтальную проекцию силы P , называемую распором H , а в схеме рис. 14.32, б — неизвестные M_0 , Q_0 и H_0 . Общий метод расчета арок, как известно, заключается в отбрасывании лишних связей и последующем их определении по методу сил.

Кратко охарактеризуем основные зависимости метода сил при расчете бесшарнирной арки, наиболее полно отвечающей действительным условиям работы арочного трубопровода. Перенесем силы, показанные на рис. 14.32, б, в так называемый упругий центр арки (рис. 14.34), расположенный на расстоянии $0,33f$ от ключевого сечения.

Канонические уравнения метода сил для такой схемы имеют вид

$$\begin{aligned} Q_0 \delta_{11} + H \delta_{12} + M_0 \delta_{13} + \Delta_{1q} &= 0; \\ Q_0 \delta_{21} + H \delta_{22} + M_0 \delta_{23} + \Delta_{2q} &= 0; \\ Q_0 \delta_{31} + H \delta_{32} + M_0 \delta_{33} + \Delta_{3q} &= 0, \end{aligned} \quad (14.48)$$

где $\delta_{11}, \delta_{12}, \dots, \delta_{33}$ — перемещения рассматриваемого сечения от одной из сил в направлении к 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 (14.48) записывается в виде

$$Q_0 \delta_{11} + \Delta_{1q} = 0; \quad H \delta_{22} + \Delta_{2q} = 0; \quad M_0 \delta_{33} + \Delta_{3q} = 0, \quad (14.49)$$

откуда находим неизвестные

$$\begin{aligned} Q_0 &= -\Delta_{1q}/\delta_{11}; & H &= -\Delta_{2q}/\delta_{22}; \\ M_0 &= -\Delta_{3q}/\delta_{33}. \end{aligned} \quad (14.50)$$

Значения $\delta_{11}, \delta_{22}, \delta_{33}$ в общем виде определяются по формулам

$$\begin{aligned} \delta_{11} &= \frac{1}{EI_0} \left[\sum_A^B x^2 \Delta s' \sum_A^B \frac{I_0}{F} \sin^2 \varphi \Delta s + \sum_A^B \mu \cos^2 \varphi \frac{EI_0}{GF} \Delta s \right]; \\ \delta_{22} &= \frac{1}{EI_0} \left[\sum_A^B y^2 \Delta s' + \sum_A^B \cos^2 \varphi \frac{I_0}{F} \Delta s + \sum_A^B \mu \sin^2 \varphi \frac{EI_0}{GF} \Delta s \right], \end{aligned} \quad (14.51)$$

где φ — угол между касательной к кривой и горизонталью; $\Delta s' = (I_0/I) \Delta s$; 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 (14.49) для симметричной нагрузки остаются только два уравнения. Если нагрузка кососимметричная, то $\Delta_{2q}=\Delta_{3q}=0$, и остается одно уравнение.

Если для полой арки-трубы считать $I_0=I$, что вполне допустимо, то $\Delta s'=\Delta s$. Для упрощения расчетов коэффициентов δ_{im} составляют таблицу (табл. 14.2), для чего арку разбивают на несколько участков Δs , например на 14—16, т. е. $l=(14 \div 16) \Delta s$. В таблицу проставляют значения δ_{im} по каждому участку для половины арки, а итоговый результат удваивается. Если не учитывать перемещения арки, вызванные деформациями

Таблица 14.2. 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.					

сдвига и продольными, что вполне допустимо, то система (14.51) упрощается до вида

$$\delta = \frac{1}{EI} \sum_A^B x^2 \Delta s; \quad \delta_{22} = \frac{1}{EI} \sum_A^B y^2 \Delta s;$$

$$\delta_{33} = \frac{1}{EI} \sum_A^B \Delta s,$$

что существенно уменьшает объем вычислений.

Грузовые члены уравнения определяют по формуле

$$\Delta_{iq} = \sum_A^B \int_0^l \frac{M_i M_q dx}{EI},$$

где M_i — момент от единичной силы M_0 в статически определимой арке; M_q — балочный момент в той же арке от внешней нагрузки.

Так, от нагрузки $M_0=1$ (см. рис. 14.34) в сечении x $M=1$, а момент в том же сечении от q : $M_q=qx^2/2$.

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} :

$$\Delta_{1q} = \sum_0^l \int_0^l \frac{x M_q}{EI} dx; \quad \Delta_{2q} = - \sum_0^l \int_0^l \frac{y M_q}{EI} dx.$$

Учет изменения температуры

При изменении температуры арки на $\Delta t = t - t_0$ в ней возникают температурные усилия, для определения которых грузовые члены уравнений 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 (14.49) при

$$\Delta_{2t} = -\alpha_t \Delta t l. \quad (14.52)$$

Учитывая (14.52), находим по (14.49) температурный распор

$$H_t = \alpha_t \Delta t l / \delta_{22}. \quad (14.53)$$

Учет податливости опор

Этот случай показан на рис. 14.37, т. е. будем считать возможным только горизонтальное смещение $2u_0$. Тогда $\Delta_{1u_0} = \Delta_{3u_0}$, а $\Delta_{2u_0} = -2u_0$.

Учитывая (14.49), получим дополнительный распор от смещений опор:

$$H_u = 2u_0 / \delta_{22}. \quad (14.54)$$

Учет внутреннего давления

Внутреннее давление p вызывает в арке продольные растягивающие напряжения, которые приводят к удлинению арки: $\Delta l = 0,2\sigma_{\text{кц}} l / E$.

По аналогии с (14.53) имеем

$$H_p = 0,2\sigma_{\text{кц}} l / (E\delta_{22}). \quad (14.55)$$

Грузовые члены Δ_{1p} и Δ_{3p} обращаются в нуль.

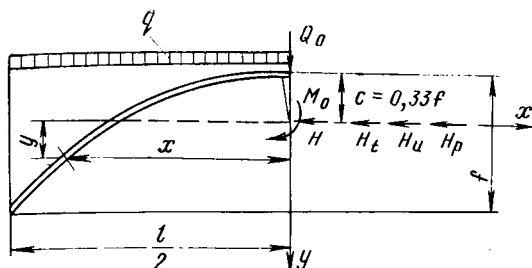
Таким образом, окончательно расчетная схема бесшарнирной арки-трубы имеет вид, показанный на рис. 14.35 (изображена половина арки). Вычисление M , P , Q в любом сечении арки не представляет никаких затруднений (начало системы координат расположим в ключевом сечении арки). В соответствии с обозначениями рис. 14.35 имеем

$$M(x) = M_q + M_0 - \Sigma H(y - c) + Q_0 x; \quad (14.56)$$

$$P(x) = Q_0 \sin \varphi + \Sigma H \cos \varphi; \quad (14.57)$$

$$Q(x) = Q_0 \cos \varphi - \Sigma H \sin \varphi, \quad (14.58)$$

где M_q — балочный момент, например, при равномерно распределенной нагрузке $M_q = qx^2/2$. Знаки M_0 и Q_0 приняты по схеме рис. 14.35, эти величины определяются по (14.50) и подставляются в (14.56) — со своими знаками. Сумма ΣH также определяется с учетом знаков при расчете составляющих H по



формулам (14.50), (14.53), (14.54) и (14.55). В заключение заметим, что основными являются две расчетные схемы для трубопроводной арки:

труба полностью заполнена перекачиваемым продуктом, имеется температурный перепад Δt , внутреннее давление p , смещение опор (если его допускают);

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 (14.56)—(14.58) наиболее опасное сечение и проверяют прочность труб в этом сечении. Если прочность их обеспечена, то 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. 14.36). 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 настоя-

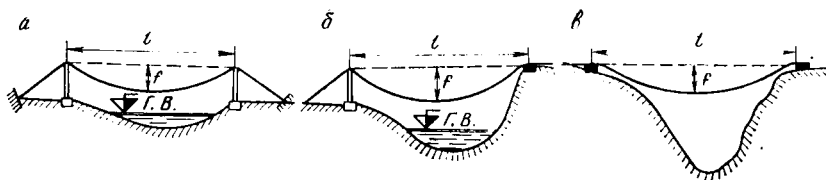


Рис. 14.36. Схемы висячих трубопроводов

щему 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 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

$$\psi = \sigma_n / \sigma_{\text{н}}. \quad (14.59)$$

Напряжение изгиба в жесткой нити можно определить как для обычной балки:

$$\sigma_n = 48EI f / (5W l^2), \quad (14.60)$$

а напряжение растяжения с учетом того, что в жесткой нити натяжение уменьшается за счет упругого изгиба,

$$\sigma_{\text{н}} = q l^2 / (8fF) - 48EI / (5l^2 F), \quad (14.61)$$

где I , W , F — соответственно моменты инерции, сопротивления и площадь сечения нити; q — распределенная нагрузка.

Подставив (14.60) и (14.61) в (14.59), получим

$$\psi = \frac{384EI f^2}{5q l^4 W - 384EI W f}.$$

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 принимаются вес q единицы длины незаполненного продуктом трубопровода. Уравнение жесткой нити получается из уравнений равновесия элемента dx , выделенного из нити (рис. 14.37). Учитывая, что горизонтальные проекции продольных сил P и $P+dP$ (вследствие жесткости элемента они не совпадают с его продольной осью) будут равны распору H , получим:

из уравнения моментов относительно точки B

$$\Sigma M_B = H \operatorname{tg} \alpha dx - H dy + q \frac{dx^2}{2} + dM = 0;$$

из уравнения проекции сил на горизонтальную ось

$$-H \operatorname{tg} \alpha - q dx + H \operatorname{tg}(\alpha - d\alpha) = 0.$$

Выполнив некоторые преобразования этих уравнений, имея в виду, что $\operatorname{tg}(\alpha - d\alpha) - \operatorname{tg} \alpha = d \operatorname{tg} \alpha$, получим

$$\frac{d^2 y}{dx^2} - \frac{d^2 M}{dx^2} \frac{1}{H} = \frac{q}{H}.$$

Учитывая далее, что

$$\frac{d^2 M}{dx^2} = EI \frac{d^4 y}{dx^4},$$

получаем дифференциальное уравнение жесткой нити

$$\frac{d^4 y}{dx^4} - \frac{H}{EI} \frac{d^2 y}{dx^2} + \frac{q}{EI} = 0,$$

решение которого в общем виде

$$y = C_1 \operatorname{ch} kx + C_2 \operatorname{sh} kx + \frac{qx^2}{2H} + C_3 x + C_4,$$

где $k^2 = H/(EI)$.

Произвольные постоянные находим из условия закрепления нити в краевых 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 защемлены, и поэтому ее можно считать без каких-либо допущений двухшарнирной нитью (рис. 14.38).

Граничные условия очевидны:

$$x=0, y=y'=0; x=\pm l/2, M=0.$$

Определив C_1, C_2, C_3 и C_4 , получим уравнение нити и $M(x)$:

$$y = \frac{q_0}{Hk^2 \operatorname{ch} kl/2} (1 - \operatorname{ch} kx) + \frac{q_0 x^2}{2H};$$

$$M(x) = EI \frac{q_0}{H} \left(1 - \frac{\operatorname{ch} kx}{\operatorname{ch} kl/2} \right). \quad (14.62)$$

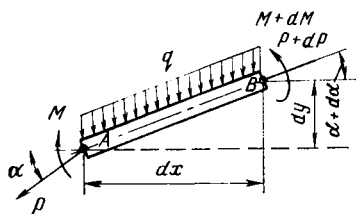


Рис. 14.37. Схема к составлению дифференциального уравнения равновесия жесткой нити

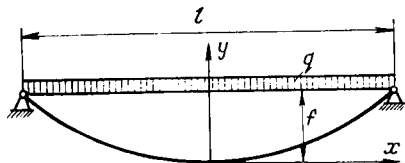


Рис. 14.38. Схема к расчету двухшарнирной жесткой нити

Натяжение нити H можно найти следующим образом. Используя формулу (14.61), в первом приближении имеем

$$H(1) = q_0 l^2 / (8f_0). \quad (14.63)$$

Вторая составляющая этого уравнения есть отношение

$$M(x=0) / f_0. \quad (14.64)$$

Принимая в (14.62) $x=0$, находим $M(x=0)$ при $H(1)$. По (14.63), подставив полученное M в (14.63) с учетом (14.64), находим новое значение $H(2)$ и т. д. Точность вычисления H уже 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

$$\Delta L_0 = H_{q_1} l / (EF), \quad (14.65)$$

где H_{q_1} — распор нити от нагрузки q_1 , принимаемый в первом приближении,

$$H_{q_1} = q_1 l^2 / (8f_0).$$

Общая длина нити с учетом ΔL_0

$$L_0 + \Delta L_0 = l \left(1 + \frac{8}{3} \frac{f_1^2}{l^2} \right), \quad (14.66)$$

а начальная длина ее

$$L_0 = l \left(1 + \frac{8}{3} \frac{f_0^2}{l^2} \right). \quad (14.67)$$

Определяя из (14.66) и (14.67) ΔL_0 и приравнивая ее значение полученному по (14.65), находим

$$\Delta f \approx \frac{3}{128} \frac{q_1 l^4}{EF f_0^2}.$$

Прогиб нити с учетом дополнительной нагрузки будет

$$f = f_0 + \Delta f. \quad (14.68)$$

Соответствующее этому прогибу натяжение H_q определим по формуле (14.63), в которой вместо q_0 следует принять $q = q_0 + q_1$, а вместо f_0 — прогиб f (по 14.68).

Учет изменения температуры

Изменение температуры нити на Δt приводит к ее удлинению на $\Delta L = \alpha_t L \Delta t$.

Используя зависимости (14.66) и (14.67), получим

$$f_{q,t} = \sqrt{f^2 (\alpha_t \Delta t + 1) + \frac{3}{8} \alpha_t l^2 \Delta t}, \quad (14.69)$$

где f — прогиб по (14.68).

Поскольку длина нити увеличилась за счет Δt , распор H уменьшится на величину

$$H_t = \alpha_t E F \Delta t. \quad (14.70)$$

В (14.69) и (14.70) нужно учитывать знак Δt .

Учет внутреннего давления

Внутреннее давление p вызывает удлинение нити на величину $\Delta L = 0,2 \sigma_{\text{кц}} L / E$. Соответственно стрелка прогиба $f_{q,t}$ увеличится по сравнению с (14.69) и составит

$$f_{q,t,p} = \sqrt{f_t^2 \left(1 + \frac{0,2 \sigma_{\text{кц}}}{E} \right) + \frac{0,3 \sigma_{\text{кц}} l^2}{4E}}. \quad (14.71)$$

Растягивающее усилие в трубопроводе только от внутреннего давления (будем считать его равным распору H_p) составит $H_p = 0,5 \sigma_{\text{кц}} F / E$. Таким образом, полностью загруженный трубопровод с температурным перепадом и внутренним давлением будет иметь стрелку прогиба, определяемую по (14.71), и распор $H_{q,t,p} = H_q + H_p \mp H_t$; в этом выражении знак «—» перед H_t принимается при укорочении нити ($\Delta t < 0$), а знак «+» — при ее удлинении ($\Delta t > 0$).

Напряжение изгиба найдем по известной формуле

$$\sigma_{\text{и}} = \frac{E D_{\text{и}}}{2} y''.$$

Принимая $y = 4 f_{t,p} (L - x) / L^2$ и определяя y'' , получаем $\sigma_{\text{и}} = 4 E D_{\text{и}} f_{t,p} / L^2$, где L — длина нити, определяемая по формуле (14.67) при $f_0 = f_{q,t,p}$.

Полное напряженное состояние трубопровода будет

$$\sigma_{\text{полн}} = H_{q, t, p} / F + 4FD_{\text{н}} f_{q, t, p} / (FL^2).$$

Приведенные 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:

на трубопрочном станке гнут необходимое число труб в соответствии с расчетной кривизной арки;

на монтажной площадке сваривают на полную длину арку, а также собирают на ней все элементы оснастки;

подготовленную к установке арку испытывают внутренним давлением, после чего перетаскивают через препятствие на плаву или на плавучих опорах (рис. 14.39), арку 1 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);

арку закрепляют в опорах.

Для удержания арки при монтаже применяют временные оттяжки. В зависимости от ширины препятствия либо две, либо четыре оттяжки.

Монтаж висячих трубопроводов:

подготавливают опоры под пилоны и анкерные опоры; обычно устраивают шарнирные опоры, которые позволяют пилону поворачиваться в шарнире, обеспечивая тем самым линсйное

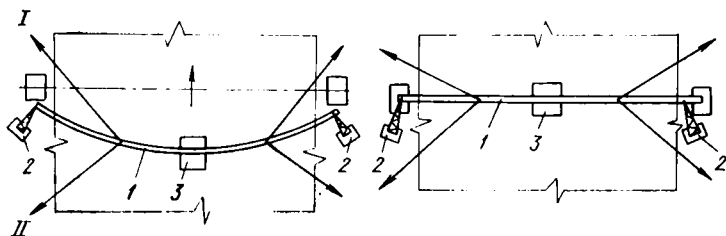


Рис. 14.39. Схема монтажа установки арки в створ

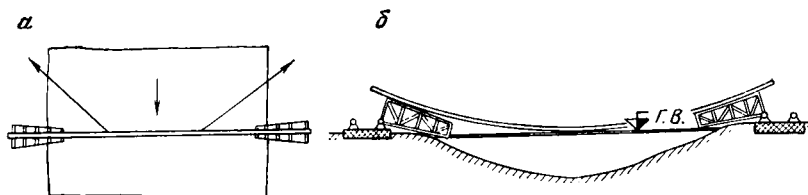


Рис. 14.40. Схемы монтажа висячего трубопровода:

а — установка трубопровода в створе; б — подъем пилонов с трубопроводом и закрепление трубопровода

перемещение верха пилона при изменении длины трубопровода (температурные и т. п.);

протаскивают трубопровод в створ перехода и удерживают на плаву (рис. 14.40); длина трубопровода определяется расчетом;

пилоны закрепляют на шарнирных опорах;

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;

по окончании подъема и регулировки стрелки прогиба закрепляют оттяжки в анкерных опорах;

присоединяют висячий трубопровод к основной подземной магистрали.

Глава 15

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. Точное их число, размеры и конструктивные особенности могут быть определены после выбора оптимальной трассы и определении вида и характеристик препятствий.

ХАРАКТЕРИСТИКА 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.

Автодороги делятся на 5 категорий: I и II категории — дороги общегосударственного значения, III категория — дороги республиканского и областного значений, 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 подразделяются 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 подводов 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 траншей и последующим восстановлением профиля дороги. Но при этом должен быть сооружен временный объезд, полностью заменяющий участок дороги, выведенный из эксплуатации.

КОНСТРУКЦИИ ПЕРЕХОДОВ

В соответствии со СНиП 2.05.06—85 участки трубопроводов под железными дорогами относятся к I категории. Конструктивная схема перехода изображена на рис. 15.1. Трубопровод I 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 $L = 2l_2 + l_3$, где l_2 — расстояние, принимаемое равным 25 м для железных дорог общего пользования и 15 м — для железных дорог промышленных предприятий. 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

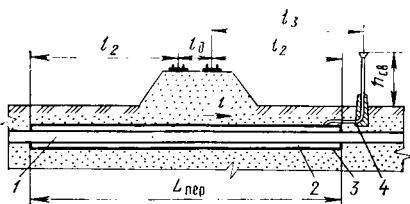


Рис. 15.1. Схема перехода под железной дорогой

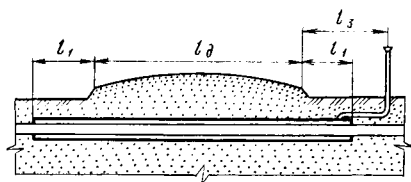


Рис. 15.2. Схема перехода под автомобильной дорогой

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—1400 мм. На переходах нефте- и нефтепродуктопроводов 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. 15.2) 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 категорий, 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 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 шоссейной дорогами. 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.

СООРУЖЕНИЕ ПЕРЕХОДОВ

Основным способом сооружения подземных переходов трубопроводов под дорогами является *бестраншейный* способ, исключаящий повреждение полотна дороги, а также планового и высотного положения рельсов и твердого покрытия автодорог или каналов. Бестраншейным способ 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 прокладывания 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 подготовленными 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 400 кН; $D_n = 108 \div 200$ мм — от 500 до 1000 кН; $D_n = 220 \div 520$ — от 1000 до 2000 кН. Сопротивление грунта внедряющемуся в него наконечнику с трубой можно вычислить по формулам механики грунтов, 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, приводимым в курсе «Механика грунтов», можно рассчитать необходимое усилие продавливания. Так, при равномерном давлении грунта $P = \gamma_{\text{ест}} h_{\text{ср}} D_n l_{\text{тр}} + P_{\text{лоб}}$, где $\gamma_{\text{ест}}$ — удельный 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. 15.3 изображена 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 открывается приямок 6. Грунт из трубы удаляется механическими приспособлениями

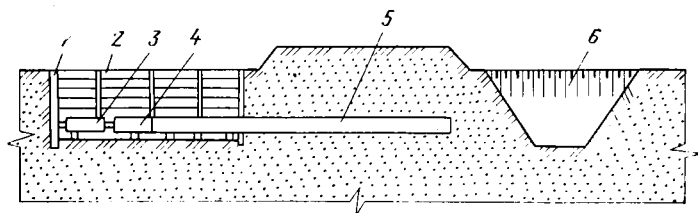


Рис. 15.3. Схема прокладки кожуха под дорогой продавливанием

или гидроразрывом с последующей откачкой пульпы. Во избежание размыва полотна гидроразрыв 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—1400 мм. Усилия продавливания при этом достигают от 1400 до 3000 кН. 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 (рис. 15.4). В створе перехода отрываю́т рабочий котлован 2, 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 понизу на 1 м больше диаметра кожуха и поверху 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 отрытую траншею длиной до 10 м. Разрабатываемый грунт 10 из трубы высыпается в рабочий котлован. В курсе «Машины для трубопроводного строитель-

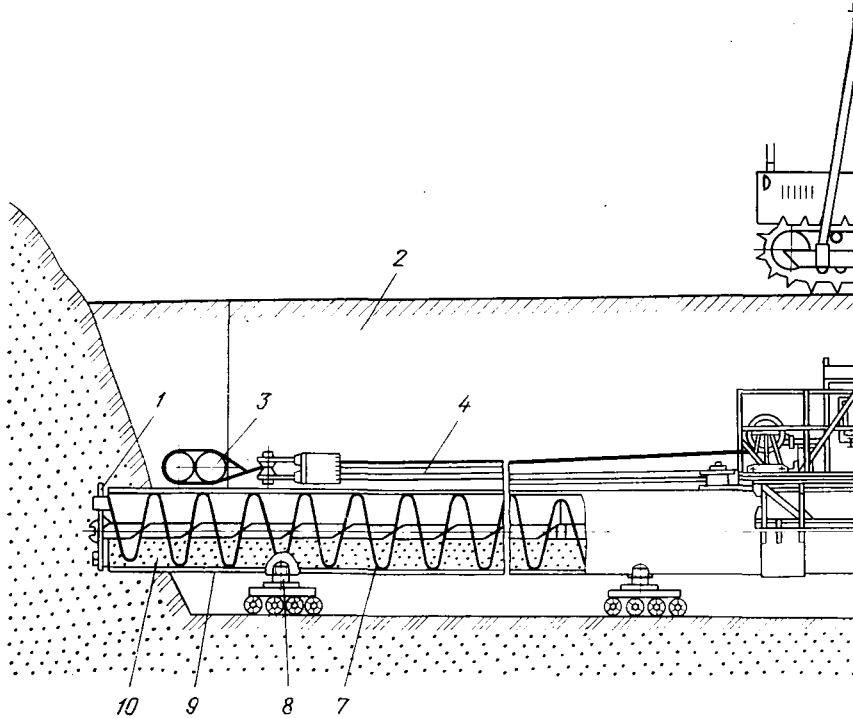


Рис. 15.4. Схема горизонтального бурения

ства» подробно рассмотрены характеристики и элементы установок для горизонтального бурения. Мы отметим здесь, что в настоящее время используются установки, 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 80 кН. С полиспастом осевое усилие может достигать 800 кН. 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 СНиПов, 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 канавы, полностью восстанавливают начальное состояние придорожных сооружений, а также ландшафт местности. На последнее должно обращать особое внимание, так как невосстановленный рельеф начинает интенсивно деформироваться под влиянием дождей, ветра и других климатических факторов.

Сооружение переходов под дорогами и другими искусственными препятствиями должно осуществляться с опережением основного линейного строительства. Это дает возможность одновременно с окончанием линейных работ пустить в эксплуатацию весь трубопровод.

Глава 16

ОЧИСТКА ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ И ИСПЫТАНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРОЧНОСТЬ И ПЛОТНОСТЬ

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.

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. 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.

Для продувки трубопровода требуются большой расход и высокое давление воздуха, чтобы давление на поршень обеспечивало его движение со скоростью до 60 км/ч. Ни одна из имеющихся конструкций передвижных компрессоров не может обеспечить столь большой расход воздуха при давлении до 0,6 МПа. Поэтому все схемы продувки включают два участка трубопровода — накопитель воздуха (иначе его называют ресивером) и продуваемый участок. На рис. 16.1 изображена схема продуваемого участка трубопровода длиной L . Участок L делится на два длиной l_1 и l_2 . Один из них (участок l_1) исполь-

зуется в качестве баллона — накопителя (ресивера), другой (участок l_2) — продувается. Через патрубок 1 в накопитель нагнетается воздух под давлением: 1—1,2 МПа при $D_{вн} = 20 \div 40$ см, 1—0,8 МПа при $D_{вн} = 50 \div 80$ см и 0,6—0,8 МПа

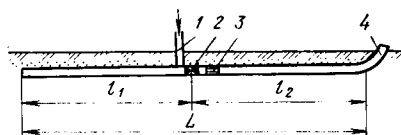


Рис. 16.1. Схема продувки

при $D_{вн} = 100 \div 140$ см. Соотношение длин ресивера и испытываемого участка 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 $P = p_{вн} \pi D_{вн}^2 / 4$. Поскольку давление воздуха за поршнем в начальный момент можно принять равным нулю, то, например, давление воздуха при $p = 1$ МПа и $D_{вн} = 100$ см составляет около $7,85 \cdot 10^5$ Н, 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 уравнивается 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, изображенную на рис. 16.2. 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. 16.1). Кран 4 открывают после заполнения ресивера и установки поршня в другой участок. Поршень устанавливается до соединения стыка 5.

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 газозоодушная 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. При заполнении недопустимо образование искр. Это достигается следующим образом.

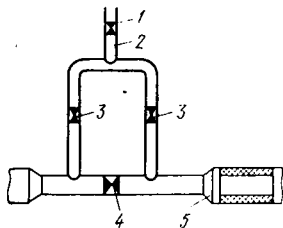


Рис. 16.2. Узел подключения

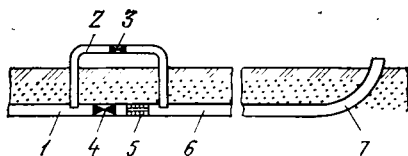


Рис. 16.3. Схема продувки газом

Участок 1 (рис. 16.3), 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. 16.4). Затем через патрубок 2 в трубопровод подают воду, и поршень приходит в движение, очищая полость трубы и толкая собравшийся мусор перед собой. Поршень продвигается со скоростью 0,4—1,2 км/ч при давлении до 0,2 МПа. 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 1,5—2,5 МПа, после чего обычно движение поршня возобновляется.

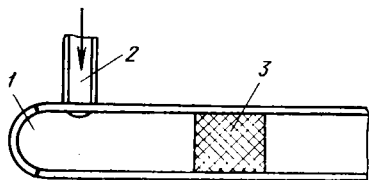
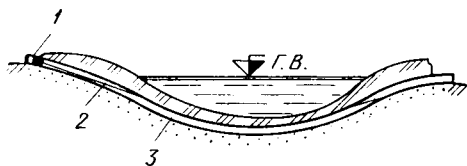


Рис. 16.4. Схема промывки водой

Рис. 16.5. Схема очистки протаскиванием скребка



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 протаскивают трос. Диаметр троса рассчитывается на наибольшее усилие протаскивания внутри трубопровода очистного устройства (рис. 16.5). 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 лебедки. 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.

СВЯЗЬ РАСЧЕТНЫХ И ИСПЫТАТЕЛЬНЫХ НАПРЯЖЕННЫХ СОСТОЯНИЙ

Методология расчета прочности базируется на оптимизационном подходе по критериям приведенных затрат и максимума меры надежности. Определение толщины стенки при проектировочном расчете должно производиться с учетом этих двух критериев. В процессе испытания проверяется только соответствие фактической прочности расчетной. Толщина стенки бездефектной трубы, получаемая при проектировании, обладает столь высокой мерой надежности, что каких-либо разрушений ее при эксплуатации не должно быть. Однако в действительности это не так. Еще при испытании, более половины всех разрывов труб происходит при давлении значительно ниже рабочего, остальная их часть — при рабочем и испытательном давлениях. Наконец, после испытаний, уже в процессе эксплуатации, опять происходят разрушения при рабочем давлении или даже более низком, чем рабочее. Это говорит о том, что хотя толщина стенки труб более чем достаточна для работы трубо-

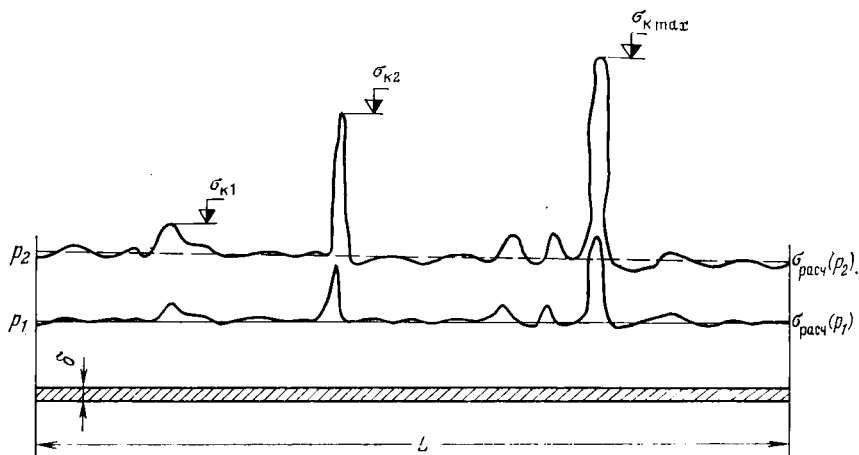


Рис. 16.6. Расчетные и испытательные уровни кольцевых напряжений

провода, но в наборе из тысяч труб имеются дефекты, которые являются зоной концентрации напряжений с предельными величинами, значительно превосходящими напряжения в бездефектной стенке. Различные дефекты распределены по длине трубопровода случайным образом. На рис. 16.6 изображен участок трубопровода длиной L . Пунктиром показан расчетный уровень кольцевых напряжений $\sigma_{\text{кц}}(p_2)$, определяемый проекторочным расчетом для давления p_2 , сплошной линией — фактическое распределение кольцевых напряжений, которое возникает в трубопроводе при том же значении внутреннего давления. Концентрация напряжений $\sigma_{k1}, \sigma_{k2}, \dots, \sigma_{k \max}$ зависит от размеров и формы дефекта. На рис. 16.6 показан также расчетный уровень $\sigma_{\text{кц}}$ для давления $p_1 < p_2$. Соответственно и линия распределения фактических напряжений будет колебаться в районе этого расчетного уровня, а концентрация напряжений будет расположена в тех же сечениях, но ее значения будут ниже, чем при давлении p_2 . Допустим, что бездефектный трубопровод с толщиной стенки труб δ обладает расчетной несущей способностью, обеспечивающей неразрушимость труб при $\sigma_{\text{кц}} = \sigma_{\text{кц}}(p_2)$. Если представить, что такой трубопровод может быть создан, то разрушений на нем быть не может. Поскольку в реальном трубопроводе имеются различного рода дефекты, то они, как концентраторы напряжений, увеличивают последние по сравнению с $\sigma_{\text{кц}}(p_2)$. В главе 6 были рассмотрены методы расчета концентрации напряжений и показано, что продольные и кольцевые сварные швы увеличивают их до значений, достигающих $(1,5 \div 2)\sigma_{\text{кц}}(p_2)$. Возможны дефекты с еще более высоким уровнем концентрации напряжений. Такими дефектами являются задиры, узкие надрезы, глубокие царапины. Некоторые из них дают наибольший уровень $\sigma_{k \max}$.

Именно эти дефекты-концентраторы и проявляются в первую очередь при повышении внутреннего давления и сопровождаются часто разрушением труб при давлениях намного меньших расчетных. Это отчетливо видно на рис. 16.6 по распределению напряжений при условном давлении p_1 , при котором только в одном месте $\sigma_{k \max}(p_1) > \sigma_{\text{кц}}(p_2)$. Следовательно, здесь возможно разрушение трубы при давлении $p_1 < p_2$, хотя стенка рассчитана на давление p_2 . Допустим, что испытывается трубопровод внутренним давлением $p_{\text{исп}}$. Трубопровод имеет различные дефекты, которые не удалось выявить другими видами контроля. Подняв давление до $p_{\text{исп}} = p_1$, мы обнаружим дефекты, имеющие наибольшую концентрацию напряжений. Если мы хотим, чтобы при дальнейшем подъеме внутреннего давления дефекты других видов не проявлялись, то при проектировочном расчете прочности должен вводиться коэффициент допустимой концентрации $k_{\text{доп}}$, понижающий расчетный уровень кольцевых напряжений на значение коэффициента $k_{\text{доп}}$. Это приведет к соответствующему увеличению толщины стенки трубы (т. е. за счет толщины стенки компенсируются все возможные дефекты, кроме тех, которые не охвачены $k_{\text{доп}}$). Понижая область, охватываемую этим коэффициентом, мы можем уменьшить толщину стенки труб, но тем самым увеличим число дефектов с уровнем концентрации напряжений, выходящих за границу $\sigma_{\text{кц}}(p_2)$. А это значит, что и число разрушений при повышении внутреннего давления от 0 до p_2 будет больше, и тем больше, чем меньше будет область $k_{\text{доп}}$. Именно это обстоятельство и является важнейшим фактором, определяющим соотношение между испытательным и рабочим давлением.

ИСПЫТАТЕЛЬНОЕ ДАВЛЕНИЕ

В СНиП 2.05.06—85 испытательное давление $p_{\text{исп}}$ устанавливается в зависимости от так называемых категорий участков, устанавливаемых в зависимости от условий их работы. В табл. 16.1 приведены испытательные давления и коэффициенты условий работы. По табл. 16.1 нельзя определить, какой

Таблица 16.1. Характеристика участков трубопроводов

Категория	Коэффициент условий работы	Контроль сварных стыков, %	Испытательное давление (по отношению к рабочему)
IV	0,6	100	1,25
III	0,75	100	1,25
II	0,75	100	1,25
I	0,9	100	1,1
IV	0,9	20	1,1

уровень напряжений в стенке трубы будет достигнут при испытаниях. Между тем напряжения при испытаниях должны быть такими, чтобы могли выявиться дефектные участки с напряжениями концентрации, большими, чем допускаемые при заданной мере надежности участка трубопровода.

Используя «котельную формулу» для бездефектного трубопровода, можно получить соотношение

$$p_{\text{исп}}/p_{\text{раб}} = \sigma''_{\text{кц}}/\sigma'_{\text{кц}},$$

где $\sigma'_{\text{кц}}$ и $\sigma''_{\text{кц}}$ — кольцевые напряжения соответственно при рабочем и испытательном давлениях. Эта формула имеет важное значение, так как она позволяет установить, какой уровень напряжений будет достигнут при данном испытательном давлении:

$$\sigma''_{\text{кц}} = \sigma'_{\text{кц}} p_{\text{исп}}/p_{\text{раб}}.$$

Используя эту зависимость, покажем, каким должно быть испытательное давление, чтобы получить $\sigma''_{\text{кц}} = \sigma_{\text{T}}$ (σ_{T} — предел текучести металла трубы).

Для участка IV категории этот уровень может быть достигнут только при $p_{\text{исп}} = 1,22 p_{\text{раб}}$, а для участка I категории — при $p_{\text{исп}} = 2,1 p_{\text{раб}}$. Однако из табл. 16.1 мы имеем в первом случае $p_{\text{исп}} = 1,1 p_{\text{раб}}$, а во втором $p_{\text{исп}} = 1,25 p_{\text{раб}}$. Следовательно, говорить о том, что все дефекты будут выявлены при испытании, не приходится. Кроме того, ничего не известно и об уровне надежности участка, который обеспечивается данным испытательным давлением. Ясно лишь одно: разрывы после испытаний обязательно будут, но сколько и при каких невыявленных дефектах — неизвестно. Это выяснится лишь после ввода трубопровода в постоянную эксплуатацию.

Каким же должно быть испытательное давление? Ответить на этот вопрос можно только с позиции теории надежности. Заданный уровень надежности, при котором ожидается определенное число разрушений в период эксплуатации, будет достигнут только в том случае, если в процессе испытаний будут выявлены все дефекты, для которых при рабочем давлении выполняется условие $\kappa \leq \kappa_{\text{доп}}$.

Как показывает анализ дефектов, они в общем одинаковы для любых условий строительства: царапины, задиры, вмятины, дефекты сварки, заводские дефекты труб и т. п. Поэтому концентрация напряжений будет в среднем одинакова для любых участков трубопровода. Правда, число дефектов может быть различным на единицу его длины, например на 1 км. Чем больше дефектов приходится на 1 км трубопровода, тем больше вероятность его разрушения в процессе испытаний. Однако есть участки, на которых в силу тех или иных причин должен быть обеспечен более высокий уровень надежности. Это может быть достигнуто соответствующими конструктивными решениями, а также более жестким режимом испытаний. Поэтому

для более ответственных участков, например подводных трубопроводов, болот и т. п., должен быть предусмотрен более высокий запас несущей способности по пределу текучести. Обозначим этот запас m . Его значение можно изменять в зависимости от важности (ответственности) того или иного участка. Выбирая различные значения m , можно обеспечить условия, при которых максимальные напряжения концентрации в зоне любых дефектов не будут превосходить значений $k_{\text{доп}}\sigma_{\text{рас}}$. Таким образом, параметр m позволяет изменять запас несущей способности на различных участках, определять соответствующие допустимые концентрации напряжений, что, в свою очередь, налагает некоторые условия на методы испытаний и выбор испытательного давления.

Рассмотрим в связи с этим вопрос об эффективном коэффициенте концентрации k_p , который является функцией не только формы и размеров дефекта, но и нагрузки, в частности внутреннего давления. До начала пластического течения в зоне концентратора коэффициент k_p равен коэффициенту упругой концентрации k_e . Как только начинается упругопластичная деформация, k_p начинает уменьшаться. По мере увеличения внутреннего давления $k_p \rightarrow 1$, т. е. увеличение давления приводит к сглаживанию разницы в напряжениях, характерных для упругой концентрации и бездефектной конструкции трубопроводов (стенки трубы). Поэтому для начальной стадии испытания (иногда $\sigma''_{\text{ид}} < \sigma_T$) основной характеристикой дефекта является коэффициент упругой концентрации.

Покажем, как при заданной надежности участка можно определить допустимые значения коэффициента концентрации

Таблица 16.2. Допускаемые значения коэффициентов концентрации

Надежность участка $R(T)$	Длина участка L , км	Коэффициенты концентрации напряжений	$m=1$	$m=1,1$	$m=1,2$	$m=1,3$	$m=1,4$	$m=1,5$	$m=1,6$
0,99	40	$k_{p \text{ доп}}$	1,128	1,241	1,354	1,466	1,579	1,692	1,805
		$k_{e \text{ доп}}$	2,297	3,444	4,588	5,732	6,877	8,022	9,166
	80	$k_{p \text{ доп}}$	1,116	1,228	1,339	1,452	1,563	1,675	1,786
		$k_{e \text{ доп}}$	2,053	3,061	4,069	5,077	6,085	7,093	8,1
	120	$k_{p \text{ доп}}$	1,111	1,222	1,333	1,444	1,555	1,666	1,777
		$k_{e \text{ доп}}$	1,931	2,866	3,8	4,735	5,669	6,603	7,538
0,999	40	$k_{p \text{ доп}}$	1,094	1,203	1,313	1,422	1,531	1,641	1,75
		$k_{e \text{ доп}}$	1,695	2,503	3,312	4,12	4,928	5,737	6,542
	80	$k_{p \text{ доп}}$	1,087	1,196	1,305	1,413	1,522	1,631	1,739
		$k_{e \text{ доп}}$	1,598	2,343	3,089	3,835	4,581	5,327	6,07
	120	$k_{p \text{ доп}}$	1,083	1,191	1,299	1,408	1,516	1,625	1,733
		$k_{e \text{ доп}}$	1,532	2,225	2,918	3,61	4,304	4,99	5,689

k_e для различных значений коэффициента запаса несущей способности m по пределу текучести.

Прием длины участков трубопровода диаметра 122 см — 40, 80, 120 км. Определим, какими должны быть коэффициенты концентрации, чтобы надежность каждого из участков была $P(T)=0,99$ и $P(T)=0,999$. Используя решения, приведенные в гл. 6, находим при соответствующих значениях числа труб на каждом участке вероятности разрушения $P_{\text{разр}}$, характеристики безопасности $\gamma_{\text{доп}}$, величины допустимых эффективных коэффициентов концентрации $k_{r \text{ доп}}$ и упругой концентрации $k_{e \text{ доп}}$. Результаты вычислений приведены в табл. 16.2. Как видно из таблицы, при разных m различными оказываются и коэффициенты допустимых концентраций напряжений. Так, при $P(T)=0,99$ и m , равном 1,2 и 1,4, для участка длиной 80 км $k_{r \text{ доп}}$ и $k_{e \text{ доп}}$ равны соответственно 1,11 и 2,05, 1,339 и 4,069, 1,563 и 6,085. Для обеспечения заданного уровня надежности давление испытания должно обеспечить выявление всех дефектов, дающих больший уровень концентрации напряжений, чем приведенные для соответствующих значений m . Как уже отмечалось, коэффициент m определен по пределу текучести. Поэтому испытательное давление должно составлять

$$p_{\text{исп}} = m p_{\text{раб}}. \quad (16.1)$$

В зависимости от m изменяется при заданном уровне надежности и $p_{\text{исп}}$.

Как было показано, значения упругих концентраций в зонах различных дефектов не превосходят $k_e=4\div 5$. При таком уровне концентрации напряжений и мере надежности $P(T)=0,99$, как видно из табл. 16.2, коэффициент запаса $m \approx 1,3$, а при мере надежности $P(T)=0,999$ $m \approx 1,55$. Можно определить m и для других мер надежности, например 0,8; 0,9. Но это низкий уровень, и целесообразность такой меры должна быть обоснована. Из табл. 16.2 также видно, что чем длиннее участок, тем меньше коэффициент допустимой концентрации при заданной надежности. Так, среднее значение m для трех участков составляет 1,3 при $k_e \approx 4\div 5$, если же исследовать участок 40 км, то для него $m=1,2$ при $P(T)=0,99$ и $m=1,4$ при $P(T)=0,999$. Выше было отмечено, что длина трубопровода является существенным фактором при определении надежности, а следовательно, и m . Чем больше длина участка (находящегося по всей длине в одинаковых условиях), тем больше вероятность наличия на нем дефектов с высоким уровнем концентрации напряжений, а следовательно, и испытательное давление для него в соответствии с зависимостью (16.1) должно быть большим.

Испытательное давление должно определяться при проектировании для каждого характерного участка. Поэтому представ-

ляется целесообразным рассмотреть принципы деления трубопроводов на характерные участки с определенными требованиями по их прочности и испытательному давлению.

ДЕЛЕНИЕ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ТРУБОПРОВОДОВ НА УЧАСТКИ РАЗЛИЧНЫХ КАТЕГОРИЙ

Такое деление проводится с целью обеспечения определенного, требующегося в конкретных условиях, уровня надежности участка трубопровода. В числе мер, регулирующих этот уровень, — увеличение толщины стенки труб, улучшение защиты от коррозии, увеличение испытательного давления, более строгий пооперационный контроль и др. В основу деления участков трубопроводов на категории должны быть положены следующие принципы:

все участки одной категории должны обладать одинаковой несущей способностью независимо от характеристик материала труб; природные условия участков одной категории должны обусловить достаточную одинаковость внешних воздействий на трубопровод, что приведет к возникновению в трубах на участках одной категории однородных внутренних усилий;

на участках, где необходим более высокий уровень надежности не по природным условиям, а по условиям безопасности сооружений, расположенных вблизи трубопровода, несущая способность труб должна полностью исключать их разрушение, или вероятность разрушения их должна быть не больше заданной.

необходимо обеспечить минимум или полностью исключить возможность вредного воздействия перекачиваемого продукта на окружающую среду (например, на пересечениях рек, вечномерзлых грунтов, в акваториях морей и т. п.).

Из приведенного очевидно, что наиболее высоким запасом несущей способности должны обладать участки, охарактеризованные по второму и третьему принципам, т. е. участки, при разрушении которых может быть причинен наибольший ущерб окружающей природе и различным сооружениям.

Естественные условия местности, по которым могут прокладываться магистральные трубопроводы, можно подразделить на следующие основные типы: освоенные равнины, пустыни, болота, вечномерзлые грунты, водные преграды, горы. Сооружение и эксплуатация трубопроводов на освоенных равнинах осуществляются наиболее просто. Вследствие того что освоенные равнины сложены, как правило, достаточно плотными грунтами, условия работы трубопроводов оказываются весьма благоприятными. Это же в общем относится и к пустынным районам. И хотя устойчивость грунтов в незакрепленных барханах мала, тем не менее, учитывая законы формирования и движения барханов, можно уложить трубопровод таким образом, чтобы при любых переформированиях грунтов его

устойчивость была обеспечена. При этом трубопроводы не должны иметь каких-либо дополнительных запасов несущей способности. Поэтому трубопроводы, прокладываемые на освоенных равнинах и в пустынях, должны составить участки низшей категории по несущей способности.

Болота представляют очень сложные для строительства и эксплуатации участки. Обеспечение устойчивого положения труб на таких участках — весьма сложная задача. Существенное различие с точки зрения эксплуатационной надежности могут иметь лишь болота различной глубины и протяженности: глубина болота меньше или равна глубине заложения труб и глубина болота больше глубины заложения труб. В первом случае условия работы самих труб практически одинаковы с условиями в обычных равнинных грунтах, и эти участки могут быть отнесены к участкам более низких категорий. Соответственно участки болот большой глубины могут быть отнесены к более высокой категории. Это объясняется тем, что при большей глубине болот существенно усложняется проблема обеспечения устойчивости трубопровода. Потеря устойчивости, сопровождаемая искривлением труб, приводит к возникновению дополнительных изгибающих усилий. Отнесение таких участков болот к более высокой категории диктуется условиями обеспечения несущей способности трубопроводов. Несколько иначе следует рассматривать болота малой глубины (меньше расчетной глубины заложения труб). При ширине таких болот 250—500 м строительные и восстановительные работы производятся достаточно просто. При большей ширине строительство и ремонт усложняются. Осложнение строительных работ способствует нанесению на трубы большего числа строительных дефектов, что повышает вероятность разрушения труб в процессе эксплуатации. Поэтому требования к несущей способности таких участков должны быть повышены.

Вечномерзлые грунты вызывают большие опасения с точки зрения как несущей способности трубопроводов, так и сохранение естественного состояния мерзлых грунтов. Однако эти опасения справедливы не для всех видов мерзлоты. Поэтому предложена классификация, в которой учитывается возможное оттаивание мерзлоты. Если осадка оттаявших мерзлых грунтов не превышает 10% толщины оттаивающего слоя грунта, то никаких дополнительных мер (по сравнению с участками низшей категории) по увеличению несущей способности труб принимать не следует.

Более просто решается вопрос о категоричности участков труб на пересечениях водных преград. Условие одно: попадание вредных продуктов в реки, ручьи и другие водоемы должно быть исключено. Поэтому все подводные трубопроводы, кроме водоводов, которые не загрязняют водоем, должны быть отнесены к высшей категории. Трубопроводы, прокладываемые в горной местности на участках с продольными уклонами более

20°, а также на поперечных уклонах в оползающих грунтах, на пересечениях селей, должны быть отнесены к высшей категории, так как они подвергаются дополнительному силовому воздействию грунта, которое практически одинаково для любых уклонов более 20°. При меньших уклонах оползание грунтов как на продольных, так и на поперечных уклонах наблюдается редко, поэтому эти участки трубопроводов можно отнести к участкам низшей категории. Что касается трубопроводов для жидких продуктов (нефть, нефтепродукты и т. п.), оказывающих при аварии вредное воздействие на окружающую среду, то при выделении участков высшей категории нужно иметь в виду не только силовые факторы, но и то обстоятельство, в каком объеме и куда потечет продукт в случае разрушения горного трубопровода. Здесь уже крутизна уклона значения не имеет. При любом уклоне жидкость, вытекающая из трубопровода, может попасть в ручей, реку, в долину, где расположен поселок и т. д. Трубопроводы в пределах возможной зоны влияния на различные сооружения (железные дороги, НС и КС, населенные пункты и т. п.) независимо от рельефа местности, характера грунтов и т. п. должны относиться к участкам высшей категории.

Таким образом, надежность трубопровода в целом и отдельных его участков обеспечивается комплексом следующих мер: улучшение технологии строительства, закрепление грунтов, строительство защитных сооружений, улучшение средств и методов защиты труб от коррозии и т. п. Если считать, что все эти мероприятия к моменту ввода трубопровода в эксплуатацию закончены, а конструкции и сооружения электрохимзащиты, обеспечивающие эксплуатацию линейной части трубопровода, выполнены в соответствии с проектом, то основные требования к тому или иному участку трубопровода будут определяться уровнем надежности по несущей способности и величиной испытательного давления.

При назначении расчетного уровня надежности магистрального трубопровода и его отдельных участков следует в качестве отправного принять уровень надежности линейной части уже построенных трубопроводов. Здесь приходится обратить еще раз внимание на тот, казалось бы, парадоксальный факт, что расчетный уровень надежности построенных трубопроводов очень высок (по несущей способности). Анализ разрушений газопроводов показывает, что средняя вероятность разрушения на 100 км в год составляет $P_{\text{разр}} = 0,00075$, а на расчетный период эксплуатации в 30 лет $P_{\text{разр}} = 0,0225$. Эти данные позволяют достоверно оценить средний уровень надежности построенных газопроводов как $P(T) = 0,9775$. Аналогичный анализ по нефтепроводам показывает, что они имеют несколько меньший уровень надежности. Отметим, что данные по разрушениям получены в период эксплуатации. Чем же вызвано довольно существенное число разрушений? Анализ данных

показывает, что около 60% разрушений произошло в результате коррозии, около 35% — из-за дефектов, не выявленных при испытаниях. Оставшиеся 5% приходятся на стихийные бедствия, механические повреждения сельскохозяйственными машинами. Не затрагивая вопроса о борьбе с коррозией, отметим, что невыявленные дефекты (35%) целиком приходятся на неправильный подход к проблеме испытаний. Фактически трубопроводы оказываются недостаточно испытанными. И хотя толщины стенок рассчитаны почти с полуторным запасом, невыявленные дефекты приводят к разрушению уже работающего трубопровода. В сущности разрыв при испытании — это с точки зрения повышения уровня эксплуатационной надежности положительный факт. Конечно, разрывы удлиняют сроки испытаний, осложняют их. Но испытания и проводятся для того, чтобы выявить дефектные места. При этом выясняется природа дефектов и принимаются меры против их появления.

Учитывая сказанное, надежность низшей категории участков должна быть не менее 0,99, что выше средней надежности существующих трубопроводов. Будем считать эту категорию второй (II), имеющей меру надежности $P(T)=0,99$. Такой уровень надежности обеспечивается при коэффициенте запаса несущей способности $m=1,3$.

Расчетные параметры такого трубопровода определяются по рекомендациям гл. 6, а испытательное давление, выявляющее все дефекты для заданной меры надежности, составляет $p_{исп}=1,3 p_{раб}$, при условии, что в стенке труб при испытании возникнут кольцевые напряжения $\sigma''_{кц}=\bar{\sigma}_T$ ($\bar{\sigma}_T$ — математическое ожидание предела текучести). Высшая категория должна иметь уровень надежности не менее 0,999, т. е. $P(T)=0,999$. Такой уровень обеспечивается при $m=1,55$, и соответственно $p_{исп}=1,55 p_{раб}$ при условии, что при испытаниях $\sigma''_{кц}=0,9 \bar{\sigma}_T$.

Таким образом, весь трубопровод будет состоять из участков двух категорий: I (высшей) и II (низшей) с соответствующими

Таблица 16.3. Категории участков трубопроводов

Категория	Коэффициент запаса несущей способности по пределу текучести	Расчетный уровень надежности $P(T)$	Испытательное давление
I	1,55	0,999	$1,55 p_{раб}$ — при предварительном испытании только для подводных трубопроводов; $1,3 p_{раб}$ — испытание других участков I категории в составе всего трубопровода
II	1,3	0,99	$1,3 p_{раб}$

- Примечания. 1. Все стыки проверяются физическими методами контроля.
2. Производится сплошной контроль качества изоляционных покрытий.

Таблица 16.4. Спецификация участков I категории

Участки	Характеристика трубопровода
Водные преграды (реки, ручьи, водохранилища на реках, озерах)	Подводные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы в пределах зеркала воды и прибрежные участки в пределах зоны возможного стока нефти в водную преграду. То же, для надземной прокладки. Подводные газопроводы в пределах зеркала воды и прибрежные участки по 25 м от каждого берега при ширине зеркала воды более 30 м
Поймы рек по ширине зеркала воды 10%-ной обеспеченности	Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы при подземной и надземной прокладках
Горы:	Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы диаметром 1000 мм и более
а) продольные уклоны более 20°	То же, любого диаметра
б) поперечные уклоны на пересечениях оползней с вероятностью их активации 0,5 и более	Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы в пределах длины участка
в) участки, обеспечивающие сток нефти в реки и ручьи, впадающие в реки	
Орошаемые земли:	Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы. Все трубопроводы
а) рисовые поля	
Железные дороги, включая 40 м по обе стороны от осей крайних путей	Все трубопроводы
Автомобильные дороги I и II категорий, включая 25 м от подошвы насыпи в каждую сторону	
Насосные и компрессорные станции подземного хранения газа	Трубопроводы на территории станций и внутри зданий
Узлы подключения КС к магистрали	Газопроводы
Пересечение действующих нефтепроводов и газопроводов	То же
Линии электропередачи напряжением 500 кВ и более	»

щими испытательными давлениями. Это позволит повысить в целом уровень надежности линейной части, упростить процесс проектирования и работу строителей по разделению участков и определению их границ.

В табл. 16.3 приведены данные по категориям участков трубопроводов и требования к ним. В табл. 16.4 дана спецификация участков I категории; другие участки, не вошедшие в эту таблицу, следует отнести к участкам II категории.

ДЕЛЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ НА ИСПЫТУЕМЫЕ УЧАСТКИ

Деление трубопровода на участки, подвергаемые самостоятельному испытанию, должно проводиться с учетом следующих основных факторов: вид перекачиваемого продукта, рельеф местности, вид испытательной среды (воздух, жидкость),

расстановка отсекающей арматуры (краны, задвижки), температура трубопровода, возможность протяженных разрушений при испытании. Охарактеризуем кратко влияние этих факторов на способ испытания и длину испытываемого участка.

Вид перекачиваемого продукта совершенно четко определяет способ испытания и среду, с помощью которой оно может проводиться.

Все трубопроводы для перекачки жидких продуктов могут испытываться только жидкими и обязательно безвредными для природы средами, лучше всего — водой. Длина испытываемого участка $L_{\text{и}}$ ограничивается технологическим режимом эксплуатируемого трубопровода и возможностью проведения испытания сразу по всей длине участка $L_{\text{и}}$. Наибольшей длиной $L_{\text{и}}$ может быть длина перегона между соседними перекачивающими станциями $L_{\text{перг}}$.

В соответствии с приведенными рекомендациями испытание осуществляется по всей длине одинаковым давлением $p_{\text{исп}} = 1,3 p_{\text{раб}}$, что исключает необходимость разрывов испытываемого участка, как это было бы при испытании с разделением трубопровода на четыре испытательные категории. Что касается влияния технологического режима работы трубопровода, то главное условие в определении $p_{\text{исп}}$ и заключается в установлении длины участка, на всем протяжении которого испытательное давление обеспечит уровень напряжений не более $0,9—0,95 \sigma_T$ и не менее тех, которые могут быть в любой точке участка $L_{\text{и}}$ при $p_{\text{исп}} = 1,3 p_{\text{раб}}$. Это условие особенно важно при проведении испытаний в сильно пересеченной местности.

Трубопроводы для перекачки газов могут испытываться как воздухом, так и водой. Испытание газом должно быть исключено, так как в случае разрыва труб неизбежны потери огромного количества газа, возможно возникновение пожаров, лавинное разрушение труб. При испытании воздухом лавинное разрушение возможно, но пожары исключаются. Поскольку при испытании воздухом (или газом) полностью выполняются требования по обеспечению необходимого давления и соответственно напряжений на любом участке трассы, то длина испытываемого участка ограничивается величиной.

$$L_{\text{и}} \leq L_{\text{пер}}, \quad (16.2)$$

где $L_{\text{пер}}$ — расстояние между соседними компрессорными станциями.

Наиболее благоприятно как с точки зрения безопасности, так и безвредности для окружающей среды — испытание водой. Однако в этом случае условие (16.2) не является бесспорным, так как не всегда можно обеспечить заданный уровень $p_{\text{исп}}$. Рельеф местности оказывает наибольшее влияние на $p_{\text{исп}}$ при различных испытательных средах. При испытаниях воздухом рельеф не влияет на характер распределения давления.

На рис. 16.7 показано различие в давлениях при испытаниях водой и воздухом (или газом) газопровода и трубопровода для перекачки жидкости (нефти, нефтепродукта и т. п.). Допустим, что испытание газопровода производится с начальным давлением $p_{исп} (1)$ в сечении 1—1. Это давление будет (с незначительным отклонением) и в других сечениях; во всяком случае, более жесткого режима по давлению в трубопроводе после проведения испытаний не будет. Следовательно, проверка прочности газопровода обеспечивается при любом L_n в пределах, ограничиваемых условием (16.2).

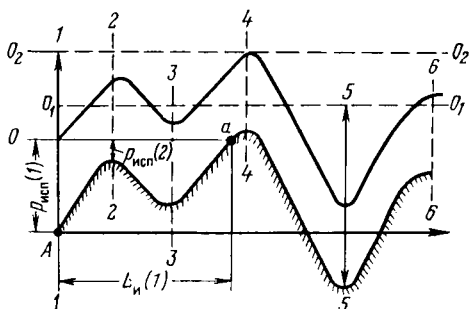


Рис. 16.7. Линии испытательных давлений

Рассмотрим далее испытание газопровода водой. Пусть, как и в предыдущем случае, начальное давление $p_{исп} (1)$ создается в сечении 1—1. Может сложиться такая ситуация, при которой вода при $p_{исп} (1)$ выше точки *a* не поднимется, а давление по длине участка 0—*a* будет распределяться в соответствии с профилем местности. Допустим, что $p_{исп} (1)$ является расчетной величиной $p_{исп}$. Если мы имеем дело с газопроводом, то должным образом будут испытаны только трубы, расположенные в окрестности сечения 1—1. Во всех иных сечениях газопровод окажется испытанным недостаточно. Для того чтобы обеспечить должное испытание труб даже в самой высокой точке рельефа (сечение 4—4 из точки А), необходимо поднять испытательное давление до уровня $0_2—0_2$. Однако в этом случае окажутся перенапряженными все другие сечения. При испытании газопроводов водой, даже при слабо всхолмленной местности, не говоря уже о горном рельефе, всегда возникает проблема разделения трубопровода на участки такой длины, при которой бы обеспечивался необходимый уровень испытательного давления. В данном случае мы имеем дело с задачей следующего вида: найти распределение длин испытываемых участков между двумя компрессорными станциями при допустимом отклонении испытательного давления на $\pm \Delta p$ или только $+\Delta p$ при условии, что основной критерий (например, затраты или время испытания) будет минимальным. Распределение испытываемых участков в пределах перегона между двумя перекачивающими станциями осуществляется достаточно просто, если заданы контролируемая величина испытательного давления $p_{исп} = 1,3 p_{раб}$ и допускаемое изменение $p_{исп} = \pm \Delta p$. В общем случае будем считать, что Δp может как увеличивать (+), так и уменьшать (—) испытательное давление. Поиск распре-

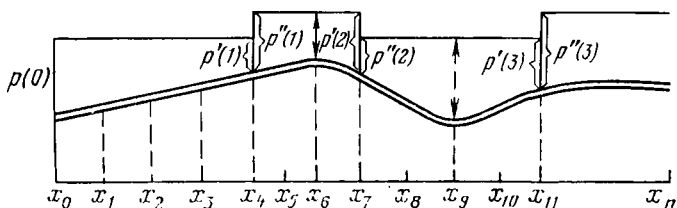


Рис. 16.8. Схема к расчету длин испытываемых участков трубопровода

деления $L_{\text{и}}$ будем вести от плоскости сравнения, проходящей через начальную точку (см. рис. 16.7, точка A). Профиль трубопровода зададим набором значений высотных отметок z и расстояний между смежными точками x в виде

$$x_0, z_0; x_1 - x_0, z_1; \\ x_2 - x_1, z_2; \dots x_n - x_{n-1}, z_n.$$

Набор значений x и z должен быть составлен таким образом, чтобы разница в высотных отметках двух смежных точек не приводила бы к изменению давления более чем на $0,5\Delta p$. Это условие исключает образование провалов и пиковых подъемов, увеличивающих или уменьшающих давление в трубе более чем на $0,5\Delta p$.

Приведем пример деления трубопровода на участки для профиля, приведенного на рис. 16.8. На первом шаге определяем $L_{\text{и}}(1)$. При этом необходимо, чтобы $p(1) = p_{\text{исп}}(0) - \Delta p$; с этой целью, просматривая все значения z , останавливаемся на том из них, для которого $L_{\text{и}}(1) = p_{\text{исп}}(0) - \Delta p$. Для этого значения находят длину участка испытания $L_{\text{и}}(1) = x(z) - x_0$. Например, для рис. 16.8 $L_{\text{и}}(1) = x_4 - x_0$.

На втором шаге начальным испытательным давлением будет $p''(1) = p'(1) + 2\Delta p$.

При прослеживании всех отметок необходимо иметь в виду, что давление в конце участка $L_{\text{и}}$, полученное на подъеме (отрицательный уклон), всегда будет меньше давления в начале участка на Δp в конце участка на спуске (положительный уклон). Оно будет больше на Δp по сравнению с $p_{\text{исп}}(0)$. Поэтому для x_4 было принято $p''(1)$, равное $p'(1) + 2\Delta p$, что в итоге дает испытательное давление $p_{\text{исп}}(0) + \Delta p$. В конце участка $L_{\text{и}}(2)$ — давление $p'(2) = p_{\text{исп}}(0) + \Delta p$. На третьем шаге $p''(2) = p_{\text{исп}}(0) - \Delta p$; на всех последующих шагах $p'(n) = p_{\text{исп}}(0) - \Delta p$ и $p''(n) = p_{\text{исп}}(0) + \Delta p$.

При прослеживании всех точек должны быть проверены все провальные и перевальные точки (на рис. 16.8 точки x_6 и x_9) на выполнение основного условия $p_{\text{исп}}(0) - \Delta p \leq p_{\text{исп}} = p_{\text{исп}}(0) + \Delta p$.

Процедуру поиска заканчиваем получением искомой точки. После определения всех испытуемых участков на перегоне между компрессорными станциями выбираем места заполнения трубопровода водой. Наиболее выгодно заполнять трубопровод с самых высоких точек трассы при условии, что вблизи имеется источник воды. Однако это уже вторая часть задачи — оптимизация по затратам, и она тесно связана с вопросом о том, какую испытательную среду применять: воздух или воду, а также с тем, насколько велика опасность лавинного разрушения труб при испытании воздухом. Конечно, удобно испытать сразу участок длиной $L_{\text{пер}}$ воздухом, но возможность катастрофических последствий разрушения при испытании заставляет отдавать предпочтение испытанию водой.

При делении трубопровода для перекачки жидкости (нефтепроводов, нефтепродуктопроводов, водоводов и т. д.) на испытуемые участки следует учитывать, что эти трубопроводы имеют рабочее давление, меняющееся по длине в соответствии с изменением профиля. Соответственно и испытательное давление будет следовать такому же закону, но оно в каждом сечении будет большим по сравнению с рабочим на величину расчетного превышения $p_{\text{исп}}$ над $p_{\text{раб}}$. Поэтому длина участка испытания $L_{\text{и}}$ может быть любой. Однако, учитывая наличие вдоль трубопровода запорной арматуры (задвижек), которая также должна быть испытана, целесообразно принять $L_{\text{и}} = L_{\text{з}}$, т. е. равным расстоянию между задвижками.

При испытании водой следует принимать во внимание расширение труб при повышении давления. Объем закачиваемой для повышения давления жидкости V_p можно определить по формуле

$$V_p = (1 + \sigma_{\text{кц}}/E)^2 \pi D_{\text{вн}}^2 L_{\text{и}} / 4,$$

где $\sigma_{\text{кц}}$ — кольцевые напряжения в стенке трубы при испытании; E — модуль упругости; $D_{\text{вн}}$ — внутренний диаметр труб; $L_{\text{и}}$ — длина участка.

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.

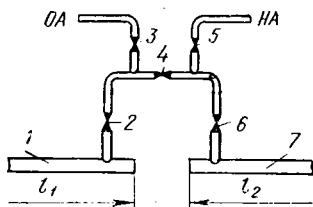


Рис. 16.9. Схема подключения опрессовочных и наполнительных агрегатов

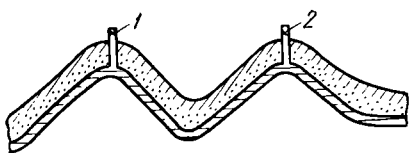


Рис. 16.10. Схема установки воздуховыпускных кранов

Заполнение испытываемого участка водой. Трубопровод заполняется водой наполнительными агрегатами через узлы подключения. Одновременно с наполнительным (НА) подключается и опрессовочный (ОА) агрегат (рис. 16.9). Одна из возможных схем подключения опрессовочных и наполнительных агрегатов изображена на рис. 16.9. 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 могут образовываться воздушные пузыри на выпуклых участках рельефа (рис. 16.10). Для выпуска собирающегося воздуха на выпуклых участках трассы устанавливают воздуховыпускные краны 1, 2 и т. д. 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 проконтролировать 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 (по требованию СНиПов это время должно быть не менее 6 ч). В конце испытания давление в контролируемых точках должно оставаться неизменным. Если это условие 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 пробоин, выброс грунта из траншей, 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 трубопровода. 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

Рассмотрим технологию проведения испытаний на прочность и проверку на герметичность. Давление поднимают постепенно, со скоростью не более 0,3 МПа 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 $p_{исп}$ и проводят собственно испытание на прочность. Особенностью пневматического испытания является то, что трубопровод 1 (рис. 16.11) заполняют воздухом при закрытом линейном кране 4, для чего устанавливают 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 новой расшифровки. Дело в том, что температура газа в начале и конце испытаний, т. е. за минимум 12 ч, может измениться, соответственно может изменяться и давление.

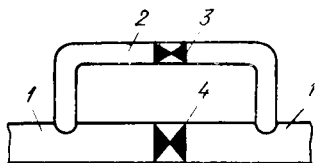


Рис. 16.11. Схема обвязки линейных краев при испытании

Учитывая известные зависимости между абсолютной температурой газа T и давлением при постоянном объеме, получим формулу для определения потери давления: $\Delta p = 1 - \frac{p_{\text{кон}} T_{\text{нач}}}{p_{\text{нач}} T_{\text{кон}}}$, где $p_{\text{нач}}$, $p_{\text{кон}}$ — давления в начале и конце испытания; $T_{\text{нач}}$, $T_{\text{кон}}$ — абсолютные температуры газа соответственно в начале и конце испытания.

Чем больше диаметр труб и чем длиннее испытуемый 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 испытуемого участка должны быть проведены специальные исследования в процессе проведения испытаний. Только результат таких исследований могут быть положены в основу нормальных допусков на величину Δp .

Особенности испытания участков категорий В и I

Участки трубопроводов категорий В и I должны подвергаться предварительному гидравлическому испытанию давлением $p_{\text{исп}} = 1,25 p_{\text{раб}}$, а подводные переходы категории В — $p_{\text{исп}} = 1,5 p_{\text{раб}}$. Эти участки испытываются до засыпки труб, а подводные — до укладки в подводную траншею. Испытания 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 (напри-

мер, при большой длине наращиваемой 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 $1/3$ 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.

Раздел V

Организация строительства трубопроводов и оптимизация транспортной схемы

Глава 17

ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ТРУБОПРОВОДОВ¹

СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ПО ОРГАНИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА

Проектирование организации строительства предусматривает разработку по каждому объекту проекта организации строительства (ПОС) на стадии технического (технологического) проекта, разработку проекта производства работ (ППР) на стадии готовности рабочих чертежей и разработку проекта организации работ (ПОР) на все объекты годовой программы строительной организации. Между этими документами имеется определенная связь. ПОС является основанием для разработки ППР, в свою очередь в ПОР используют материалы ППР, увязывая строительство отдельных объектов или комплексов в единую систему организации строительства всех объектов годовой программы.

Назначение ПОР — определить объем строительно-монтажных работ с распределением их по видам и исполнителям, установить наиболее рациональную последовательность и сроки строительства объектов или комплексов, а также последовательность, продолжительность и интенсивность выполнения отдельных видов работ. Основная цель ПОР — это своевременный ввод объектов в эксплуатацию, равномерная и непрерывная загрузка мощностей строительных организаций, которая достигается за счет системного подхода к проектированию организации строительства всех объектов годовой программы подразделения.

Комплексное решение задач календарного и оперативного планирования, материально-технического обеспечения оптимальной загрузки ресурсов должно осуществляться с применением ЭВМ, что сокращает время и трудозатраты ИТР и линейного персонала, повышает качество проектных решений на всех этапах проектирования и организации строительства.

На стадии проектирования ПОС ЭВМ используют для решения отдельных задач (выборка объемов работ, определение

¹ Написана с участием А. В. Марченко.

потребности в материалах, оборудовании и ресурсах, распределение объемов между исполнителями и т. п.).

Проектирование ППР на отдельный объект (комплекс) для линейной части магистральных трубопроводов — это автоматизированная разработка с использованием ЭВМ всей документации (определение трудоемкостей по видам работ линейного строительства, разделение объекта на участки, определение количества и комплектация механизированных комплексов и переходных бригад, построение графиков выполнения работ по исполнителям и месяцам года, расчет потребности в материально-технических ресурсах и выдача графиков их поставки и т. п.). Полученные материалы используются в календарном и оперативном планировании, периодичность их корректирования зависит от требований производства.

Стадия проектирования ПОР — это комплексное решение задач календарного и оперативного планирования, материально-технического обеспечения, определения потребности и оптимальной загрузки имеющихся мощностей на линейные объекты годовой программы главка (объединения, треста).

При соответствующем программном и техническом обеспечении разработка ПОР на ЭВМ может рассматриваться как один из этапов внедрения автоматизированной системы управления строительством.

Проекты организации строительства разрабатываются для обеспечения своевременного ввода в действие производственных мощностей с наименьшими затратами при высоком качестве за счет повышения организационно-технического уровня строительства. ПОС является 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 специальным формам проектных документов.

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 технологических 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 точности 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;

применение вахтового метода строительства объектов;

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 строительноклиматической зоне, необходимо учитывать следующие особенности при разработке ПОС и ППР;

физико-географические условия;

применение машин и механизмов в «северном» исполнении;

сезонность в доставке материально-технических ресурсов и создание необходимых запасов;

применение специальных видов транспорта в условиях бездорожья и слабо развитой транспортной сети;

территориальную разбросанность строительства и необходимость блочно-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, основные показатели которых — производительность труда, себестоимость строительно-монтажных работ, стоимость производственных фондов и оборотных 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 производства строительно-монтажных работ.

ПРОЕКТ ОРГАНИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА

Исходные данные для составления ПОС:

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 организа-

цией 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 согласования 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.

ПОС состоит из следующих основных разделов.

1. *Календарный план.* В календарном плане строительства наземных сооружений на основе общей организационно-технологической схемы строительства приводятся очередность и сроки строительства основных и вспомогательных зданий, пусковых комплексов и объектов подготовительного периода с распределением капитальных вложений и объемов строительных-монтажных работ по этапам и времени строительства.

Календарный план строительства линейной части включает распределение линейной части на участки с выделением сложных переходов и специфичных участков трассы, распределение сметной стоимости с выделением строительно-монтажных работ по участкам и распределение объемов работ по периодам строительства. В ПОС должен быть представлен сводный календарный план строительства или сетевой график, в котором

указываются согласованные сроки строительства наземных сооружений и линейной части трубопровода, обеспечивающие ввод в эксплуатацию очередей и всего объекта и соответствующее распределение объемов работ.

Календарный план работ на подготовительный период играет очень важную роль для успешного выполнения работ основного периода. Он включает наименование, объемы и сроки выполнения по следующим работам: расчистка и планировка площадок и трассы, снос и перенос сооружений, устройство временных дорог и вдольтрассовых проездов, ремонт существующих дорог, мостов, пристаней и т. п., устройство временных причалов, железнодорожных тупиков с разгрузочными площадками и подъездов к ним, сооружение временных жилых городков, трубосварочных и изоляционных баз, складов для хранения материалов, горюче-смазочных материалов и оборудования и т. п.

В календарных планах на комплекс и сводном календарном плане строительства работы, включенные в подготовительный период, даются одной строкой.

2. *Строительный генеральный план* (стройгенплан). При проектировании ПОС магистрального трубопровода разрабатывают следующие стройгенпланы: по линейной части трубопровода; для наземных сооружений (по КС, НПС, РЭП и т. д.); по крупным переходам через водные преграды.

На строительном генеральном плане дается расположение постоянных зданий и сооружений, участков для размещения временных инвентарных зданий и сооружений, постоянных и временных железных и автомобильных дорог, основных инженерных коммуникаций, складов, монтажных кранов и механизированных установок, объектов производственной базы, существующих и подлежащих сносу строений, выделяются условными обозначениями объекты, сооружаемые в подготовительный период. Масштаб стройгенпланов принимается соответствующим масштабу генеральных планов.

При проектировании стройгенпланов площадок должны использовать следующие принципы: минимальное число и стоимость временных зданий и сооружений и индустриальность их сооружений; максимальное удобство перевозок на площадке при минимальных затратах; оптимальное расположение производственных баз и механизированных установок по отношению к основным потребителям их продукции; оптимальные условия бытового обслуживания рабочих и служащих.

Строительный генеральный план на линейную часть магистрального трубопровода разрабатывается в масштабе 1:500 000—1:100 000. Он является обобщающим графическим материалом, на котором моделируются все основные положения ПОС, и включает:

схему трассы и основную ситуацию с расстояниями и основными размерами, схему железных и автомобильных дорог,

вдольтрассовые проезды, реки, ручьи, мосты, переправы, железнодорожные станции и пристани, типы земельных угодий и т. д.; комплексы проектируемых, постоянных (нитки трубопроводов, лупинги, отводы, переходы через крупные водные преграды, КН, НПС, дома линейных ремонтеров, вертолетные площадки, линии связи, высоковольтные линии) и временных сооружений (сварочные и изоляционные базы, жилые городки, строительные базы, прирельсовые склады, временные переправы);

участки трассы, закрепленные за генеральными подрядчиками;

график работы механизированных комплексов;

основные объемы работ по участкам генеральных подрядчиков (протяженность трубопроводов, число переходов по типам, объемы работ по расчистке трассы, сносу и переносу строений, устройству лежневых дорог и полков, число и тип пригрузов, способ транспортирования труб и звеньев, расстояние возки);

основные решения по ПОС (участки, обслуживаемые железнодорожными станциями, пристанями, перевалочными базами с расчетом по ним числа основных строительных грузов, с указанием мест расположения баз и городков).

Проектирование организации строительства линейной части магистральных трубопроводов осуществляется поточным методом с учетом использования механизированных комплексов. Оснащенность машинами и механизмами, суточные темпы потоков определяются в зависимости от диаметра трубопровода и зоны строительства по нормативам.

3. *Переходы через водные преграды.* Стройгенплан на сооружение переходов через водные преграды совмещается с генпланом перехода, на котором указывают основные размеры и отметки, место расположения монтажной площадки, временные подъездные пути, временные причалы, места отвала грунта и складирования материалов, временные здания и сооружения и т. д.

4. *Транспортная схема.* Сооружение линейной части трубопровода требует большого количества строительных материалов. В зависимости от диаметра трубопровода общая масса строительных материалов и в том числе масса труб их составляют соответственно 135/103 т для трубопровода диаметром 529 мм; 210/158 т — 720 мм; 370/286 т — 1020 мм; 460/358 т — 1220 мм; 780/606 т — 1420 мм. Поэтому проектирование оптимальной транспортной схемы в составе ПОС играет важнейшую роль в снижении стоимости работ и сокращении сроков строительства. Транспортная схема содержит:

трассу магистрального трубопровода с привязкой основных наземных сооружений (КС, НПС, РЭП, СКЗ, узлов запуска и приемки очистителей и разделителей, узлов врезки арматуры, лупингов и отводов) и разбивкой на участки по исполнителям;

схему размещения населенных пунктов, железнодорожных станций, пристаней и морских портов, сварочных, изоляционных и строительных баз, жилых городков, промежуточных перевалочных баз складирования материалов, вертолетных площадок и аэродромов;

схему путей транспортирования грузов (автомобильные, железные дороги, речные и морские пути с мостами, бродами и переездами и т. д.).

Проектирование транспортной схемы осуществляется следующим образом: определяют по годам строительства объемы грузов, подлежащих перевозкам, по сводной ведомости (материалы, изделия, конструкции, продукты, товары, ГСМ и т. п.); устанавливают пункты доставки грузов с учетом местных условий и существующих путей транспортирования;

определяют места размещения перевалочных баз;

планируют строительство новых дорог, мостов, пристаней, разгрузочных площадок;

осуществляют оптимизацию транспортной схемы.

Основные требования к пунктам поступления материалов: железнодорожные станции и пристани должны быть связаны с площадками и участками трассы трубопровода дорогами с твердым щебеночным покрытием, с мостами необходимой грузоподъемности;

железнодорожные станции должны иметь тупиковые пути с разгрузочными площадками;

речные пристани и морские порты должны иметь разгрузочные площадки для массового приема грузов и временного их хранения;

разгрузочные площадки железнодорожных станций, речных пристаней и морских портов должны быть оборудованы соответствующими грузоподъемными механизмами, подъездами, обеспечивающими маневрирование транспортных, погрузо-разгрузочных средств и грузового транспорта общего назначения;

выбранные станции, пристани, порты должны быть согласованы с соответствующими управлениями железных дорог МПС и пароходствами;

аренда и использование мест, выбранных для размещения баз и перевалочных площадок, а также автомобильные дороги должны быть согласованы с районными исполнительными комитетами;

использование авиатранспортных средств и аэродромов должно быть согласовано с Министерством ГВФ СССР.

5. *Сводная ведомость объемов работ.* В состав ПОС входит сводная ведомость объемов строительных, монтажных и специальных работ (включая монтаж технологического оборудования и конструкций) с распределением по отдельным объектам и периодам строительства. Для линейной части трубопровода перечень работ определяется работами по инженерной подготовке трассы, устройству линейной части и сооружению пере-

ходов через естественные и искусственные преграды (переходы через реки, дороги, болотистые и гористые участки и т. п.). Ведомость объемов строительных, монтажных и специальных работ, выполняемых в подготовительный период строительства, охватывает все объемы внеплощадных и внутриплощадных подготовительных работ, а по линейной части трубопровода — все работы, включенные в календарный план на подготовительный период.

6. *График потребности в строительных конструкциях, изделиях, деталях, полуфабрикатах, материалах и оборудовании с распределением по объектам, пусковым комплексам и срокам строительства для наземных промышленных и жилых комплексов; с распределением по участкам и срокам строительства для линейной части трубопровода.*

7. *График потребности в рабочих кадрах и строительно-монтажных машинах.* График дополняется пояснительной запиской, которая содержит следующие материалы:

краткую характеристику трассы магистрального трубопровода, в табличной форме приводятся все переходы — по видам, через естественные и искусственные преграды с указанием их протяженности, а также все специфические участки — болота, участки со скальными грунтами, сложным рельефом и т. п.;

краткую характеристику трубопровода в натуральном (диаметр, протяженность, тип машин и их мощность для КС и НПС) и денежном (линейная часть, КС, НПС, жилье) выражении; директивные начальный и конечный сроки строительства; реквизиты заказчика, генподрядчика и исполнителей;

описание специфических условий строительства (особенности климатические, гидрогеологические, рельеф, размещение баз снабжения материалами, путей транспортирования и т. п.);

сроки строительства основных этапов, комплексов (участки трубопровода, КС, НПС, крупные переходы) с указанием по ним основных физических объемов и стоимости работ;

перечень мероприятий, осуществляемый в период подготовки строительного производства с указанием объемов, обеспечивающих нормальное развитие строительства;

краткое описание основных решений по проектированию организации строительства трубопровода: определение структуры строительства с распределением объемов СМР по исполнителям; последовательности строительства участков и наземных комплексов, крупных переходов; определение числа линейных механизированных комплексов, их оснащенности, мест базирования, направление и темп движения; типов инвентарных временных зданий и сооружений, передвижных сварочных, изоляционных, строительных баз и жилых городков;

краткое описание и технико-экономическое обоснование методов производства основных видов работ, в том числе выполняемых в зимний период, технологических и организационных схем с расчетным обоснованием принятых вариантов;

определение потребности типов и мощности основных строительных, дорожных и специальных машин и механизмов;

определение потребности в транспортных средствах, погрузо-разгрузочных механизмах и складском хозяйстве;

обоснование потребностей в рабочих кадрах по годам строительства, жилье, товарах, продуктах, культурно-бытовом обслуживании, а также метод обеспечения этих потребностей;

обоснование потребности в материально-технических ресурсах, временных зданиях и сооружениях, необходимых для производства строительного-монтажных работ и обслуживания рабочих;

решение вопросов по организации административно-хозяйственной и диспетчерской связи;

ведомость временных зданий и сооружений со ссылками на типовые проекты, указанием их стоимости и затрат на обслуживание;

основные технико-экономические показатели ПОС;

документы согласования с заинтересованными организациями вопросов, связанных с подготовкой строительного производства (рубка леса, снос строений, переселение, аренда станций, тупиков, пристаней и дорог, аренда авиации, подключение к водопроводам, энергосистемам, снабжение продуктами, отвод земельных участков и т. п.);

специальные решения по технике безопасности и промсанитарии (профилактические меры по борьбе с энцефалитом, гнущом, комарами, защита от солнечной радиации, переохлаждения и т. п.).

Порядок разработки ПОС. На основе изучения проектных решений и исходных данных принимается метод общей организации строительства; производится декомпозиция всего строительства на части (наземное строительство и его очереди, линейное строительство и его участки); исходя из директивной продолжительности строительства всего объекта и норм продолжительности намечают сроки строительства отдельных комплексов и участков, составляют схематический календарный план строительства и определяют общий объем капитальных вложений по годам и кварталам; составляют частные и сводные ведомости объемов основных строительного-монтажных и специальных работ по отдельным площадкам, участкам и по объекту в целом; производят выбор и технико-экономическое сопоставление технологических схем возведения зданий и сооружений и методов производства работ; составляют комплексный укрупненный сетевой график или сводный календарный план строительства, в том числе календарный график организации строительства линейной части трубопровода; определяют потребности строительства в основных видах материально-технических ресурсов; разрабатывают проектную схему обеспечения строительства необходимыми строительными конструкциями, изделиями, деталями, полуфабрикатами, материалами;

намечают использование существующих предприятий-поставщиков и организацию собственных производственных предприятий, баз, карьеров и резервов; составляют транспортную схему по доставке грузов к месту потребления; определяют объемы грузоперевозок, погрузо-разгрузочных работ, потребность в транспортных средствах и погрузо-разгрузочных машинах; составляют объектные и сводные ведомости объемов СМР и других работ, намеченных на подготовительный период и в первую очередь работ по переустройству коммуникаций и сетей, выполняемых специализированными субподрядными организациями; включают в календарный план строительства работы подготовительного периода или составляют отдельный календарный график этих работ; определяют потребность строительства во всех видах энергоресурсов, воде и др.; определяют потребность строительства во всех видах временных зданий и сооружений, намечают проектное размещение временных дорог, подбирают необходимые типовые проекты и технологические карты; составляют строительный генеральный план объекта или его схему; намечают мероприятия по обеспечению безопасных условий труда; составляют пояснительную записку.

Оперируя данными, входящими в состав ПОС, с целью оптимизации процесса проектирования можно рассчитать на ЭВМ общую трудоемкость и сроки выполнения всех видов работ по трассе с учетом их технологической увязки, определить число комплексных потоков, необходимых для выполнения строительства в заданные сроки. На печать выдается календарный план в соответствии с приведенными требованиями и формой их представления. На основании календарного плана рассчитываются ведомости объемов и графики обеспечения ресурсами.

Разделы ПОС (строительный генеральный план, транспортная схема и пояснительная записка) разрабатываются на основании исходных данных и материалов, полученных на ЭВМ. Графический материал оформляется на графопостроителях.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОРГАНИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА

В настоящее время разрабатывается система автоматизированного проектирования организации строительства магистральных трубопроводов (САПР ОС). Целью создания САПР ОС является обеспечение повышения качества проектирования организации строительства, уровня организационно-технологической и организационно-технологической надежности строительного производства.

Существующая система проектирования организации строительства трубопроводов имеет ряд недостатков:

отсутствие единообразия в нормативном, информационном, методическом и техническом обеспечении;

отсутствие единообразия форм и содержания типовой документации, в связи с чем возникают трудности внедрения электронно-вычислительной техники при автоматизации проектирования технической и проектно-технологической, организационной документации;

отсутствие единой концепции информационного, программного, технического и организационного обеспечения;

отсутствие системного подхода к решению вопросов взаимосвязки (по горизонтали) между проектированием организации строительства и функциональными подсистемами.

Генеральная схема САПР ОС определяет принципы, функциональную структуру и основные элементы системы (подсистемы, технологические линии, прикладные программы), взаимосвязь между ними, распределение работ между исполнителями; организационно-технологическую структуру проектирования в виде блок-схем; структуру информационного обеспечения САПР ОС.

САПР ОС в соответствии с генеральной схемой включает пять подсистем: САПР ПП, САПР ОПАС, САПР ПРОЕКТ, САПР ОБЪЕКТ, САПР ОПЫТ. Функционирование подсистем обеспечивается единой интегрированной базой данных, которая имеет корректные связи с базой данных автоматизации проектирования объектов нефтяной и газовой промышленности. Это позволяет существенно сократить трудозатраты на подготовку и обработку информации.

Поток информации от внешних входов и от базы данных поэтапно проходит подсистемы проектирования, а фактические данные о ходе строительства объектов поступают в базу данных для использования их при организации проектирования.

Структура САПР ОС согласуется с отраслевой иерархией организационно-производственных связей и обеспечивает системный подход к решению проблемы через совместимость традиционного (ручного), автоматизированного и автоматического проектирования; единство информационного обеспечения; относительную автономность подсистем, допускающую параллельность их разработки.

При проектировании САПР ОС в качестве методологических основ системотехники используются общие концептуально-методологические принципы: функционально-системный, позволяющий создать логику проектирования строительных систем; вероятностно-статистический, который учитывает стохастический характер строительных процессов и зависимость от статистических распределений значений параметров системы; имитационно-моделирующий, основанный на синтезировании различных математических моделей, описывающих сложные строительные системы и учитывающий непрерывное изменение целей, критериев, факторов и связей между проектированием, планированием, организацией и управлением в строительстве; интерактивно-графический, который при выработке управленче-

ских решений в диалоговом режиме с ЭВМ, используя язык информационных структур, позволяет увеличить эффективность и активность человека при решении неформализованных частей задач; инженерно-экономический принцип, включающий проблемы определения критериев оценки эффективности научно-технического прогресса в проектировании, организации и управлении строительством.

В качестве критериев используют: адаптивность — способность объекта управления к преобразованиям; организованность — основан на системной оценке пяти показателей (непрерывность, равномерность, совмещение, ритмичность, интенсивность); технологичность — критерий, учитывающий соответствие совокупности проектных решений, технических свойств объектов требованиям проектирования, организации строительного производства и эксплуатации объектов; организационно-технологическую надежность — сохранение некоторого формально описанного качества системы на стадиях проектирования, создания и эксплуатации при действии различного рода возмущений или несоответствий между элементами системы; взаимосогласованность и развертываемость — качественный критерий при невозможности количественных определений на ранних стадиях проектирования и планирования создания объекта; универсальность и результативность — критерии, отражающие универсальность, широту диапазона возможностей объекта, степень реализуемости этих возможностей; управляемость — показатель динамики строительных организаций, количества и эффективности их взаимосвязей, звенности структуры, соотношения объема перерабатываемой и необходимой информации.

При проектировании базы данных САПР ОС учитывают общие принципы организации переработки информации в автоматизированных системах управления. К ним относятся: принцип автоматизации документооборота, единой информационной базы, комплексности задач и рабочих программ, специализации оперативных систем, минимизации ввода и вывода информации, совмещения подготовки документов, согласованности пропускных способностей отдельных частей систем. Системный подход в рассмотрении указанных методологических положений заключается в необходимости учитывать взаимное влияние их при проектировании, создании и развитии систем. Кроме общих положений при проектировании САПР ОС необходимо учитывать особенности, характерные для линейного строительства.

Специфика линейного строительства позволяет определить его как сложную вероятностную динамическую систему. Ему присущи территориальная разобщенность с точки зрения размещения строительных подразделений, непрерывность самого объекта (фронта работ), необходимость поточного выполнения технологических видов работ специализированными подразделениями. Число видов специализации имеет условно конечную

величину, равную 15—20 наименованиям, что существенно отличается трубопроводное строительство от других видов и упрощает их взаимосвязку.

Технологические специализированные подразделения оснащаются машинами и механизмами, комплекты которых имеют тенденцию к длительному сохранению постоянства. По линейно-протяженным участкам трубопроводов, за исключением мест переходов через естественные и искусственные препятствия, организационные решения имеют большую определенность в выборе вариантов. Число заказчиков и исполнителей имеет относительно устойчивый и неизменный характер. Однако нужно отметить, что фронт работ даже одного объекта может проходить через различные природно-климатические зоны. Поэтому очень важно для сооружений этого вида учитывать влияние погодных и климатических условий, удаленность производственных подразделений от баз технического обслуживания и административных центров, перемещение фронта работ на объекте. Указанные особенности сооружения магистральных трубопроводов позволяют определить общие положения по проектированию организации строительства. Разрабатываемые в настоящее время ПОС и ППР не учитывают стохастический характер строительного производства, поэтому в ходе сооружения объектов приходится принимать решения, существенно отличающиеся от ранее запроектированных. Особенно большое различие наблюдается между решениями в ПОС и их реализацией. Нужно отметить, что ПОС и ППР отражают организацию строительства отдельных комплексов или объектов и частное рассмотрение их в отрыве от общей суммы объектов годовой программы подразделения позволяет получить результат действия отдельной подсистемы без учета взаимного влияния других подсистем, что снижает эффективность системы в целом.

При автоматизации проектирования организации строительства производится стыковка систем архитектурно-строительного проектирования, проектирования организации строительства и автоматизированных систем управления строительством. Это обеспечивает единую методологию автоматизации проектирования на всех уровнях, широкое применение интерактивных систем.

Системный подход при создании САПР ОС повышает эффективность использования потенциала отрасли, который складывается не как простая сумма эффектов на каждом этапе, а как интегральная величина, получаемая с учетом взаимного влияния этих этапов.

Связь между ПОС, ПОР может быть выражена следующим образом. При разработке ПОС на стадии проектирования используются общие для ППР и ПОР понятия: механизированный комплекс (модуль), комплектация комплексов, годовая мощность и производительность комплекса, вид работ, классификация грунтов, а также ряд других понятий и показателей.

Применение системы показателей и понятий позволяет применять следующие подходы при автоматизированном проектировании организации строительства линейных объектов.

Первый — на основании данных государственного плана на пятилетку и планируемый год разрабатывается ПОР на годовую программу по объектам, подразделениям (главки, тресты) по основным видам линейного строительства в физическом выражении, затем объемы обеспечиваются в деньгах и графики оптимизируются из условия оптимальной загрузки мощностей отрасли по укрупненным показателям (механизированные комплексы). Число комплексов (модулей) определяется по отрасли путем деления числа специализированных машин и оборудования на число машин и оборудования, включаемых в комплект модуля. Формирование комплекта зависит от диаметра трубопровода, места и времени сооружения объекта; производительность комплекта принимается постоянной и определяется технологией сооружения. На основании оптимизированных графиков ПОР разрабатывают графики потребности в ресурсах по месяцам и подразделениям, полученные данные сравнивают с фактическим наличием ресурсов и выделенными фондами. В случае несоответствия расчетных и фактических данных производятся корректировка исходных графиков и их оптимизация. Оптимизированные графики и расчеты в ресурсах выдаются в главки, это — одновременно исходные данные для организации планирования и управления ходом строительства в отрасли, перебазировок ресурсов и поставок на объекты материалов, энергоресурсов, продуктов и т. д. Корректировка ПОР осуществляется ежеквартально, а в случае необходимости — ежемесячно. На основании материалов ПОР главки и тресты осуществляют разработку ППР на отдельные объекты, учитывая конкретные особенности, связи с поставщиками, субподрядчиками, заказчиками, свои мощности и другие факторы, присущие данному объекту и исполнителям работ. Этот подход позволяет активизировать планирование снизу, максимально использовать возможности каждого коллектива при выполнении поставленных задач. Данные ППР закладываются в ПОР по главку. Показатели ПОР по главку должны соответствовать показателям ПОР по отрасли или быть более оптимальными. Они являются исходными данными для месячного оперативного планирования, организации и координации работ на объектах. Корректировка ПОР производится ежеквартально и ежемесячно, данные о ходе работ поступают в главки и министерство и используются для корректировки ПОР по министерству.

Второй подход при проектировании организации строительства линейных объектов заключается в совмещении ПОС и ППР, т. е. на стадии проектной документации разрабатывают ППР, в котором, используя систему общих показателей и понятий, разрабатывают организацию строительства объектов механизированными комплексами, не привязывая ППР к кон-

кретному исполнителю, а время выполнения работ на объекте исчисляются в месяцах, аналогично определяется потребность в ресурсах. При разработке ПОР по министерству данные ППР привязываются к конкретным подразделениям. Все остальные действия с ПОР аналогичны рассмотренным в первом варианте подхода к проектированию организации строительства. Главки и тресты привязывают первоначальные ППР к своим конкретным условиям и особенностям строительства. На основании материалов ППР разрабатывают и корректируют ПОР на годовую программу линейных объектов.

Планирование в отрасли на модуль (механизированный комплекс) способствует активизации использования потенциала отрасли. Это достигается за счет комплексного использования в модуле разобщенных и в какой-то мере неорганизованных в настоящее время технических средств.

Выработка в отдельных механизированных комплексах колеблется от 100 до 200 км готовых магистральных трубопроводов в год, а в среднем по отрасли на условный механизированный комплекс приходится 80—100 км. Повышение ответственности за организацию работы модуля начинается с министерства. На уровне главков и трестов эта ответственность реализуется через выполнение плановых заданий. Перевыполнение этих заданий каждым механизированным комплексом может быть обеспечено за счет внутренних резервов — организованности и ответственности коллективов в конкретных условиях планирования и организации строительства. Такой подход дает возможность более полно использовать по времени машины и оборудование, имеющиеся в подразделениях.

В общем виде модель планирования загрузки модулей по отрасли в ПОР представляется следующим образом:

$$\left\{ \begin{array}{c} M_1 \\ M_2 \\ M_3 \\ \dots \\ M \end{array} \right\} : \left\{ \begin{array}{c} C_1 MK \\ C_2 MK \\ C_3 MK \\ \dots \\ CMK \end{array} \right\} = \left\{ \begin{array}{c} P_1 MK \\ P_2 MK \\ P_3 MK \\ \dots \\ PMK \end{array} \right\}; \quad (17.1)$$

$$\left\{ \begin{array}{c} \Phi Д_1 \\ \Phi Д_2 \\ \Phi Д_3 \\ \dots \\ \Phi Д \end{array} \right\} : \left\{ \begin{array}{c} P_1 MK \\ P_2 MK \\ P_3 MK \\ \dots \\ PMK \end{array} \right\} \leq \left\{ \begin{array}{c} P_1 MK \\ P_2 MK \\ P_3 MK \\ \dots \\ PMK \end{array} \right\},$$

где $M_1, M_2, M_3, \dots, M$ — число машин и оборудования в отрасли для линейного строительства на начало планируемого периода;

$C_1MK, C_2MK, C_3MK, \dots, CMK$ — комплектность технологическая механизированных комплексов в зависимости от диаметра трубопроводов и условий строительства; $P_1MK, P_2MK, P_3MK, \dots, PMK$ — число механизированных комплексов, сформированных по отрасли; $\Phi D_1, \Phi D_2, \Phi D_3, \dots, \Phi D$ — годовые объемы линейных работ по диаметрам трубопроводов по отрасли; $R_1MK, R_2MK, R_3MK, \dots, RMK$ — производительность годовая технологическая механизированных комплексов в зависимости от диаметра и условий строительства. Выражение (17.1) показывает, что расчетное число механизированных комплексов не должно превышать числа, сформированного в отрасли. Это условие должно обеспечиваться в ПОР отрасли и способствовать оптимальной загрузке строительных мощностей.

Для трестов и подразделений производительность механизированных комплексов может быть повышена за счет использования местных ресурсов, четкой организации в управлении ходом строительства объектов.

Системный подход, используемый при автоматизации проектирования ОС обеспечивает эффективность системы на всех этапах ее создания. Однако ее общая эффективность в народном хозяйстве должна рассматриваться также и с позиций влияния систем предшествующих и последующих САПР организации строительства. Общая эффективность может быть определена по формуле $\mathcal{E} = \mathcal{E}_1 + \mathcal{E}_2 + \mathcal{E}_3 + \mathcal{E}_4$, где $\mathcal{E}_1$ — эффективность от планирования; $\mathcal{E}_2$ — эффективность от архитектурно-строительного проектирования; $\mathcal{E}_3$ — эффективность от внедрения САПР ОС; $\mathcal{E}_4$ — эффективность от внедрения АСУС отрасли.

Изложенный подход к проблеме автоматизации проектирования обеспечивает преемственность разрабатываемых документов, единство информационного, программного, технического и организационного обеспечения. Поэтому общая эффективность САПР ОС может оказаться даже более высокой, чем определяемая по (17.2).

ПРОЕКТ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ (ППР)

Состав и содержание.

Проектирование производства работ на строительстве магистральных нефте- и газопроводов подразделяется:

на строительство сосредоточенных промышленных комплексов типа компрессорных и насосных станций, ремонтно-эксплуатационных пунктов (РЭП) и т. п., жилищно-бытовых зданий или комплексов, т. е. сооружений, обеспечивающих функционирование системы линейного объекта;

на строительство линейной части объекта, которая отличается спецификой используемых ресурсов и линейно-протяженным видом работ.

Исходными данными для разработки ППР служат сводная смета; проект организации строительства; рабочие чертежи; задание на разработку ППР, содержащее сведения об объеме

и сроках разработки; сведения о сроках и порядке поставки готовых конструкций, изделий, полуфабрикатов, материалов и оборудования, числе и типах намечаемых к использованию машин и механизмов, а также о рабочих кадрах по основным профессиям; сведения, касающиеся специфики производства строительных, монтажных и специальных строительных работ на данном объекте.

В состав ППР для строительства крупных промышленных объектов включают:

комплексный сетевой график или календарный план производства работ, в которых на основе объемов строительно-монтажных работ и принятой технологии устанавливаются последовательность и сроки выполнения работ, определяется потребность в трудовых ресурсах, а также сроки поставки оборудования;

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

график поступления на объект строительных конструкций, деталей, полуфабрикатов, материалов и оборудования с комплекточными ведомостями;

график потребности в рабочих кадрах по объекту;

график потребности в основных строительных машинах по объекту;

технологические карты (ТК) на сложные и выполняемые новыми методами работы, на остальные работы — типовые ТК, привязанные к объекту и местным условиям строительства, или технологические схемы с описанием последовательности и методов производства с определением сроков и стоимости работ, трудозатрат и потребности в материалах и машинах по этапам для бригад, работающих по методу хозяйственного расчета;

схемы размещения знаков для выполнения геодезических построений и геодезического контроля и перечень необходимых технических средств;

решения по охране труда и технике безопасности, требующие проектной разработки (крепление стенок земляных выемок, временное крепление конструкций, ограждение рабочих зон при работе на высоте и др.);

документация для осуществления контроля и оценки качества строительно-монтажных и специальных работ (указания о допусках, схемы операционного контроля качества и др.);

мероприятия по организации работ методом бригадного подряда, хозяйственного расчета и обеспечения бригад необходимыми материалами, инструментом, оснасткой, приспособлениями и машинами;

пояснительная записка, содержащая технико-экономическое обоснование решений по производству работ, в том числе выполняемых в зимнее время; расчеты потребности в электроэнергии, воде, паре, кислороде, сжатом воздухе, решения по устройству временного освещения строительной площадки и рабочих мест с составлением при необходимости рабочих чертежей подвода сетей к объекту от источников питания; перечень временных (инвентарных) зданий и сооружений с обоснованием привязки их к конкретным условиям строительства; мероприятия по защите действующих коммуникаций от повреждений; технико-экономические показатели решений, принятых в ППР.

На подготовительный период строительства составляют отдельный проект производства работ, который включает:

- сетевой график или календарный план работ;

- график поступления необходимых на этот период строительных конструкций, изделий, полуфабрикатов, основных материалов и оборудования;

- строительный генеральный план всей площадки строительства с указанием на нем мест расположения инвентарных зданий и временных сооружений, внеплощадочных и внутриплощадочных коммуникаций и сетей с подводкой к местам потребления для объекта в целом с выделением работ, выполняемых в подготовительный период;

- схемы размещения знаков для выполнения геодезических построений и геодезического контроля положения конструкций зданий, сооружений и коммуникаций, а также указания перечня необходимых технических средств;

- рабочие чертежи или схемы монтажа технических средств диспетчеризации;

- краткую пояснительную записку.

Для осуществления контроля и оценки качества строительно-монтажных и специальных работ в ППР должны включаться следующие данные:

- указания о допусках в соответствии с требованиями СНиП и рабочих чертежей;

- указания по оперативному контролю качества выполняемых работ;

- перечень требуемых актов на скрытые работы;

- указания о сроках проверки качества работ с лабораторными испытаниями материалов, конструктивных элементов, температурно-влажностных режимов, а также о порядке опробования отдельных агрегатов и систем инженерного оборудования.

В ППР включают решения по пожаробезопасности и взрывобезопасности. Они должны предусматривать порядок выполнения открытых огневых работ, требования к размещению горючих и взрывоопасных материалов.

В проекте производства работ должны быть приведены основные технико-экономические показатели: себестоимость стро-

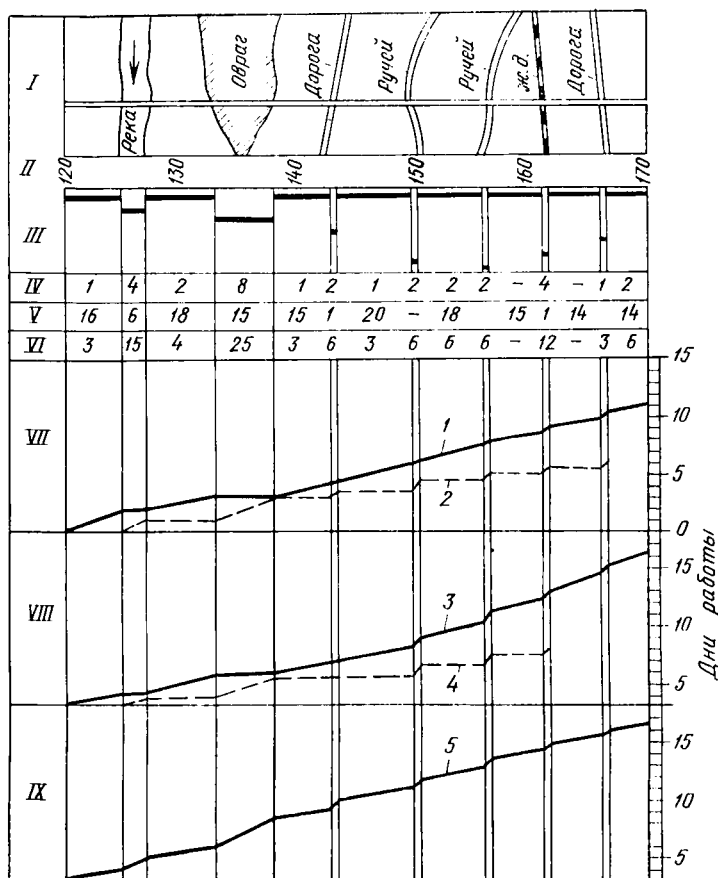


Рис. 17.1. Построение линейных графиков по видам работ

ительно-монтажных работ, стоимость отвлекаемых на строительство данного объекта основных производственных фондов и оборотных средств, продолжительность строительства, трудоемкость строительно-монтажных работ, а также другие показатели, характеризующие решения, принятые в проекте (удельный вес затрат ручного труда, уровень механизации основных строительно-монтажных работ, затраты труда на единицу продукции).

Проект производства работ утверждает главный инженер генподрядной строительной организации, а разделы проекта по монтажным и специальным работам — главные инженеры соответствующих субподрядных организаций по согласованию с генподрядной организацией.

Утвержденный ППР должен быть передан в строительную организацию за два месяца до начала работ.

Приведем далее более подробное описание порядка разработки графика выполнения работ по участкам. На основании рабочих чертежей вычерчивается трасса и ситуация с необходимой схематизацией (рис. 17.1). Под ситуацией *I* располагаются пикетаж *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. 17.1 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-1*) строится, начиная от наиболее позднего возможного срока окончания работ по потолочной сварке. Этот срок может определяться путем деления общей протяженности участка на среднесуточный темп выполнения работ. Затем строятся графики работы по сооружению переходов (*VII-2*), которые позволяют определить требующееся их число для данного участка. Производительность бригад в смену зависит от диаметра трубопровода, толщины стенки труб, принятой технологией сварочных работ, сварочного оборудования и численного состава бригад. Далее строятся графики выполнения земляных работ (ротаторный 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 работ 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 определяющий вид работы, невыполнение которого в планируемый срок может привести к срыву сроков ввода объектов. 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 (на рис. 17.1 не приведена). Разрабо-

танные календарные графики по участкам увязываются в комплексный календарный линейный график производства работ по всей трассе. Это позволяет организовать централизованное планирование и управление строительством в целом, рационально перемещать ресурсы на трассе и постоянно контролировать выполнение в масштабе строительства.

СОСТАВ ППР НА ЛИНЕЙНУЮ ЧАСТЬ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА

Законченный и оформленный проект производства работ состоит из 20 основных разделов, представляемый в виде книг.

Книга 1. Паспорт объекта — внутрипостроечный титульный список; пусковой комплекс; реквизиты проектировщика, заказчика, генподрядчиков и субподрядчиков (наименование, адрес, телефоны, расчетный счет); генплан (ситуационный план) трассы; транспортная схема; ведомости распределения объемов работ по линейной части между исполнителями по месяцам, распределения труб по исполнителям, установки пригрузов, болот и лежневых дорог, скальных участков трассы, оборудования и график его поставки; графики поставки бетонных и железобетонных изделий, металлоконструкций; ведомость естественных и искусственных препятствий (переходов); технико-экономические показатели.

Книга 2. График строительства объекта и пояснительная записка — генплан трассы; графики выполнения объемов по видам работ, обеспечения ресурсами по видам работ; транспортная схема; расчет экономической эффективности внедрения ППР.

Книга 3. Расчистка трассы (расчистка, планировка, срезка, устройство подъездных дорог и вдольтрассовых проездов, подготовка мостов и переездов через трубопроводы, устройство лежневых дорог, зимников, полок) — план трассы; ведомость объемов работ по видам; типовые технологические карты по видам работ; транспортная схема; ведомость дорог и мостов; состав и оснащенность бригад (по расчистке трассы, устройству лежневых дорог и полок, устройству проездов, содержанию дорог и ремонту мостов); состав и комплектация жилых городков; график обеспечения ресурсами; мероприятия по внедрению новой техники, подготовке к работе в осенне-зимний период, технике безопасности; технико-экономические показатели (по расчистке трассы, устройству лежневых дорог и полок, устройству проездов, содержанию дорог и ремонту мостов).

Книга 4. Поворотная сварка — ведомости раскладки труб и кривых; сроки выполнения поворотной сварки и гнутья кривых; график обеспечения ресурсами; состав и оснащенность трубосварочных баз (ТСБ); генплан ТСБ и жилых городков; состав и комплектация жилых городков; генплан станций получения грузов; транспортная схема; типовые ТК; мероприятия

по внедрению новой техники, подготовке к работе в осенне-зимний период, технике безопасности; ТЭП.

Книга 5. Потолочная сварка — план трассы; транспортная схема; ведомости объемов работ и сроки их выполнения; план участков потолочной сварки и вывоза звеньев на трассу, работ по содержанию дорог и мостов; график обеспечения ресурсами; состав и комплектация жилых городков; состав и оснащенность бригад потолочной сварки и вывоза звеньев; типовые ТК.

Книга 6. Земляные работы — план трассы; ведомости участков снятия плодородного слоя, рекультивации участков, участков рытья траншей, участков засыпки траншей; графики выполнения объемов работ по месяцам, обеспечения ресурсами; состав и комплектация жилых городков; состав и оснащенность бригад; типовые ТК; ТЭП.

Книга 7. Изоляционно-укладочные работы — план трассы; ведомости участков изоляции и балластировки, футеровки, бетонирования трубопровода; графики выполнения объемов работ по месяцам, вывоза на трассу материалов и конструкций (пригрузки, анкеры, бетон, рейки), обеспечения ресурсами; состав и комплектация жилых городков; состав и оснащенность бригад; типовые ТК; генпланы станций получения грузов; транспортная схема; генпланы баз и жилых городков; ТЭП.

Книга 8. Устройство переходов — план-схема переходов; стройгенпланы переходов; ведомость переходов и сроки выполнения работ; графики обеспечения ресурсами; состав и оснащенность бригад; состав и комплектация жилых городков; типовые ТК; ТЭП.

Книга 9. Устройство площадок пуска и приема скребка — схема размещения площадок; стройгенпланы площадок; ведомость объемов работ; график обеспечения ресурсами; состав и оснащенность бригад; состав и комплектация жилых городков; транспортная схема для строительства площадок; генпланы станций получения грузов; ТЭП.

Книга 10. Устройство кабельных линий связи — схема прокладки линий связи; ведомость объемов работ и сроки выполнения; графики выполнения объемов работ по месяцам, обеспечения ресурсами; состав и оснащенность бригад; состав и комплектация жилых городков; ТЭП.

Книга 11. Электрохимическая защита — схема защиты трубопровода; ведомость объемов работ и сроки выполнения; графики выполнения объемов работ по месяцам; обеспечения ресурсами; состав и оснащенность бригад; состав и комплектация жилых городков; транспортная схема для выполнения работ; ТЭП.

Книга 12. Промывка (продувка), испытание и заполнение продуктом трубопровода — схемы промывки (продувки), испытания и заполнения продуктом трубопровода; ведомость объемов работ и сроки выполнения: схемы обвязки узлов и ведомости оборудования для промывки и испытания трубопровода; гра-

фики обеспечения ресурсами, ресурсами временной связи; состав и оснащенность бригад; состав и комплектация жилых городков; схема временной связи для испытания трубопровода; ведомость объемов работ и сроки выполнения по временной связи; состав и оснащенность бригад временной связи; состав и комплектация жилых городков для бригад временной связи; инструкция по промывке (продувке) и испытанию трубопровода; приказ о создании комиссии по испытанию трубопровода; ТЭП.

Книга 13. Организация диспетчерской службы и системы связи на время строительства трубопровода — схема диспетчерской связи; ведомость объемов работ и сроки выполнения; график обеспечения ресурсами; состав и оснащенность службы; состав и комплектация жилых городков; ведомость оборудования и график поставки; ТЭП.

Книга 14. Подготовка к строительству объекта (сводные данные) — схемы размещения жилых городков ТСБ, станций (пристаней) получения грузов; транспортная схема; генпланы жилых городков, ТСБ, станций получения грузов; ведомости комплектации жилых городков, ТСБ, станций получения грузов; ведомости объемов работ по обустройству жилых городков, ТСБ, станций получения грузов; графики обеспечения ресурсами жилых городков, ТСБ, станций получения грузов; паспорта жилых городков, ТСБ, станций получения грузов.

Книга 15. Сводный расчет объемов и ресурсов по участкам, исполнителям, месяцам — графики выполнения объемов, обеспечения ресурсами.

Книга 16. Подготовка документации для сдачи объекта — перечень форм документов; сроки оформления документации и исполнители.

Книга 17. Техника безопасности и мероприятия по работе в охранной зоне на объекте.

Книга 18. Мероприятия по внедрению новой техники на объекте и расчет экономической эффективности.

Книга 19. Мероприятия по подготовке к работе на объекте в осенне-зимний период.

Книга 20. Расчет экономической эффективности внедрения ППР.

Использование материалов ППР является обязательным для всех инженерно-технических работников. Отход от решений ППР допускается только при условии, что предложенное решение лучше, чем в ППР.

РАЗРАБОТКА ПРОЕКТА ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ С ПОМОЩЬЮ ЭВМ

Использование ЭВМ позволяет автоматизировать разработку ППР на строительство линейной части магистрального трубопровода и выдачу на печать оптимальных графиков выполнения

всех видов работ с учетом технологии и взаимного влияния их друг на друга; определить оптимальное число механизированных комплексов и переходных бригад в зависимости от сроков строительства, природно-климатических условий и сложности объекта; выдачу на печать графиков обеспечения материально-техническими и людскими ресурсами для строительства объекта в заданные сроки; определить границы и направления движения комплексов и бригад с учетом естественных рубежей; разработать схемы очистки, испытания и заполнения продуктом участков трубопровода.

В качестве критерия оптимальности ППР принимается обеспечение сроков строительства объекта при минимуме механизированных комплексов (потоков) и переходных бригад.

Автоматизированное проектирование ППР осуществляется в соответствии с генеральной схемой автоматизированного проектирования, утвержденной Миннефтестроем.

Исходные данные для оптимизации включают: информацию по проектно-сметной документации (рабочие чертежи и сметы), которая вводится в ЭВМ с магнитных лент; информацию о районе строительства, наличии дорог, станций разгрузки материалов, местах возможного размещения трубосварочных баз и жилых городков, наличии энергетических ресурсов, состоянии дорог, мостов, железнодорожных станций, пристаней и т. п.; данные о естественных преградах, переходах, характерных участках и особенностях трассы; нормативы трудозатрат по видам работ, нормативы плановой потребности в материально-технических и людских ресурсах; данные о наличии и месторасположении ресурсов и мощностей подразделений; данные о числе рабочих дней по месяцам года в зависимости от зоны строительства; сетевую модель и программу для ее расчета по определению продолжительности работы на участках объекта с учетом опережения предшествующих по технологии работ; сетевые модели и программы по расчету продолжительности работ на переходах и преградах; программу для определения числа переходных бригад и границ участков их работы.

Информация подразделяется на условно-постоянную, условно-переменную, нормативно-справочную; по видам работ — в соответствии с технологией строительства в зависимости от диаметра трубопровода, типа продукта, района строительства и т. п. По видам ресурсов — технические (основная и вспомогательная техника, оборудование, транспорт); материальные (материалы сварочные изоляционные); энергетические (электрическая энергия, вода, газ, пар, уголь); специалисты (по профессиям и разрядам); горюче-смазочные материалы; продукты и продукция бытового назначения (продукты, одежда, спец-одежда, бытовые приборы и принадлежности). По видам работы (рабочие дни, определенные по месяцам). По типам переходов и преград (железные дороги, реки, ручьи, овраги, болота,

пустынные, горные, лесные участки и площадки пуска и приема скребка, узлы подключения).

Переменная информация связана с изменением периодов и времени строительства объекта, обеспечением и перемещением материально-технических и людских ресурсов, т. е. информация, возникающая в ходе строительства.

Постановка задачи и математическая модель оптимизации ППР

Пусть задано: l_{ij} — множество дискретных участков трассы, описываемых границами пикетов $a, в, с, d$; n — множество видов работ, выполняемых на дискретных участках $n=1, 2, 3, \dots$; t_{ca} ; t_{ab} — допустимый сдвиг одного вида работы по отношению к другому (предыдущий и последующий); N — множество ресурсов ξ -видов, требующихся для выполнения работ; T_d — директивный срок выполнения работ на объекте в рабочих днях; M_1 — сетевая модель, описывающая технологическую последовательность выполнения видов работ механизированным комплексом (поток); M_2 — сетевые модели, описывающие технологическую последовательность выполнения работ на переходах и преградах переходными бригадами; $T_{н.у}$ — нормативная продолжительность строительства участка; T_n — нормативная продолжительность строительства всего объекта одним механизированным комплексом без учета выполнения работ на переходах и преградах; $T_{пер}$ — нормативная продолжительность сооружения перехода переходной бригадой, определяется с использованием моделей M_2 ; $L_{i,j}$ — протяженность перехода в границах пикетов; B_m — число рабочих дней по месяцам, определенное по нормам в зависимости от района строительства; m — число механизированных комплексов (потоков) на объекте; $\alpha=1,1$ — коэффициент резерва времени; $t_{пер}$ — время перебази-ровки на следующий переход в рабочих днях; $t_{о.п}$ — раннее окончание работ на последнем переходе участка; t_n — раннее начало работы потока на участке непосредственно за переходом; t_{01} — раннее время окончания работы на первом переходе участка; r — сменность работ — 1, 2, 3.

Решение задач

Определяется общая нормативная продолжительность строительства всего объекта T_n одним потоком (без учета строительства переходов) путем расчета модели M_1 :

$$T_n = \sum_n (l_{ij} - L_{ij}) N n \alpha / r + (T_{оч} + T_{исп} + T_{зап}), \quad (17.2)$$

где $T_{оч}$ — время очистки трубопровода; $T_{исп}$ — время его испытания; $T_{зап}$ — время заполнения трубопровода продуктом.

Определяется число рабочих дней в директивном периоде строительства: $T_d = \Sigma B_m$. Определяется число потоков на объекте:

$$m = T_n / T_d. \quad (17.3)$$

Устанавливаются предварительные границы участков для работы каждого потока с учетом естественных рубежей и транспортных схем.

Проверяется нормативная продолжительность выполнения работ по участкам путем расчета их с использованием модели M_1 по формуле (17.2). При этом нормативная продолжительность строительства будет иметь вид: $T_{n, y} \leq T_d / \alpha$.

Если

$$T_{n, y} > T_d / \alpha, \quad (17.4)$$

то границы участка изменяются в сторону уменьшения длины участка.

Определяется время работы по каждому переходу в рабочих днях с использованием моделей M_2 .

Подготавливается схема трассы с размещением на ней переходов и определяется время перебазирования переходной бригады с одного перехода на другой $t_{пер}$.

Определяются границы работы переходных бригад из условия

$$\Sigma T_{пер} + \Sigma t_{пер} + (T_{n, y} - t_{o, n}) \leq T_d / \alpha. \quad (17.5)$$

Если условие $\leq$ не соблюдается, то в этом случае последний переход данного участка передается для выполнения другой переходной бригаде, и расчет по формуле (17.5) повторяется. После определения границы работы переходной бригады проверяется условие для каждого перехода

$$t_n > t_{o, n}. \quad (17.6)$$

График работы переходной бригады строится следующим образом. Из результатов, полученных по (17.4), выбираем t_n для первого перехода; по формуле

$$t_{1n} - T_{пер} \quad (17.7)$$

определяем ранее начало работ на первом переходе; затем по формуле

$$t_{1n} + t_{пер} = t_{2n} \quad (17.8)$$

определяем ранее начало работ на следующем после первого перехода; по формуле

$$t_{2n} + T_{2пер} = t_{2o, n} \quad (17.9)$$

определяем ранее окончание работ на втором переходе; по формуле

$$t_{2o, n} + t_{пер} = t_{3n} \quad (17.10)$$

определяем ранее начало работ на третьем переходе и т. д.

Отложив на оси абсцисс границы переходов в пикетах, а на оси ординат сроки начала и окончания работ по каждому переходу, получим график работы переходной бригады. Сравниваем этот график с графиком, построенным по t_n для ранних начал работы потока на ПК непосредственно за каждым переходом из расчетов по (17.4). Проверяем условия (17.6) и в случае необходимости выполняем корректировку работы переходных бригад. Перемещение переходной бригады производится в том случае, если $t_{оп} > t_n$. Бригада пропускает переход, для которого получен этот результат и перебазировается на следующий.

Выполнение работ на пропущенном переходе передается другой бригаде или рассматривается вариант смещения начала работы переходной бригады к началу оси ординат, если имеется какой-то резерв времени. После взаимной увязки графиков работы механизированного комплекса и переходных бригад на печать выдаются сроки начала и окончания по видам работ и пикетам. Рассматриваются графики обеспечения объекта и участков материально-техническими и людскими ресурсами по исполнителям. Программа предусматривает расчет показателей годового, квартального, месячного и недельно-суточного планирования с выдачей необходимых данных по всем параметрам, пересчет сроков начала и окончания работ в зависимости от состояния строительства на дату контроля.

ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПО СОСТАВЛЕНИЮ И ВНЕДРЕНИЮ ППР

Организация работ по составлению ППР включает три периода. Первый — организационный. Он занимает около десяти рабочих дней, продолжительность его колеблется в сторону увеличения или уменьшения в зависимости от темы ППР. Новая тема может потребовать больше времени на разработку рабочей программы, повторяющаяся или типовая тема требует 2—3 дн. Второй период — основной. Время его выполнения составляет основную часть времени работы над ППР и определяется сложностью темы и объемом проектно-технологической документации. Третий период — заключительный, включает этапы, которые должны обеспечить оформление, размножение, контроль качества разработки и внешнего оформления, а также своевременную сдачу заказчику всей документации. В этот период входит оформление и сдача отчетной документации. Опыт и практика показывает, что на новую работу в 150—200 с печатного текста с рисунками, с научным уклоном в условиях трестов «Оргтехстрой» требуется на третий период около 20 дн работы. Сроки можно незначительно сократить за счет параллельного выполнения разделов темы.

Приведем подробную характеристику периодов.

Первый период — организационный.

1-й этап — получение задания; назначение руководителей;

2-й этап — подготовка проекта договора и рабочей программы; 3-й этап — комплектование группы на тему; оформление договора; 4-й этап — разработка плана с распределением задач между исполнителями, постановка задач; определение и согласование сроков выполнения работ с исполнителями; разработка исполнителями детализированных графиков работы с учетом контрольных сроков окончания этапов или документов.

Второй период — основной. 5-й этап — получение документации от заказчика; сбор исходных данных; ознакомление с аналогами и опытом по данным вопросам; анализ информации, решения, выводы, составление алгоритмов; рассмотрение результатов у заказчика; рассмотрение материалов в отделе на данном этапе; разработка мероприятий, технической и технологической документации по теме; рассмотрение документации в техническом отделе проектной организации; ознакомление заказчика с документацией на данном этапе и согласование; корректирование материалов по замечаниям и предложениям заказчика; план организации внедрения материалов темы.

Третий период — заключительный. 6-й этап — подготовка материалов к печати (подготовка рисунков, чертежей, графиков, схем, таблиц, текста, оглавление, введение, аннотация, нумерация, титульные листы); рассмотрение материалов в техническом отделе проектной организации. 7-й этап — рассмотрение материалов и согласование с заказчиком; корректировка материалов по замечаниям заказчика; 8-й этап — согласование материалов у руководства проектной организации и подготовка к размножению. Определение числа экземпляров, их комплектности и сдача в размножение; 9-й этап — размножение; оформление справки о качестве; оформление аннотации по теме; 10-й этап — подписывание исполнителями; подписывание материалов руководством проектной организации; подписывание справки о качестве у заказчика; 11-й этап — рассмотрение материалов на техсовете заказчика; оформление протокола техсовета.

Методика организации работы над темой обеспечивает качественную и своевременную разработку проектно-технологической документации в строительстве. Позволяет эффективно организовать использование специалистов отделов, обеспечивает широкую популяризацию материалов на стадии разработки и согласования с заказчиком и способствует более эффективному использованию материалов на стадии внедрения.

Разработка ППР — начальная стадия внедрения его в производство. Внедрению ППР должно уделяться самое большое внимание. Иногда решения ППР не используются на производстве. Это, как правило, приводит к усложнению производства работ, ухудшению их качества, нарушению правил безопасного ведения работ.

Приведем организационную систему внедрения ППР.

1-й этап — разработка ППР и выдача за 2 мес до начала строительства заказчику.

2-й этап — подготовка к строительству; разработка мероприятий и приказа по комплектованию потоков, ТСБ, жилых городков, переходных бригад и обеспечению их всеми видами ресурсов; отвод участков под ТСБ и жилые городки, заключение договоров на аренду станций, пристаней и т. п.; перебазировка ресурсов; организация ТСБ и жилых городков; организация диспетчерской связи и службы.

3-й этап — планирование: выдача из ЭВМ плановых данных по объекту в целом, участкам, исполнителям на год, квартал, месяц, неделю по всем показателям и формам планирования.

4-й этап — организация и управление строительством: контроль за ходом строительства; учет выполнения планов; разработка и принятие управленческих решений; корректировка ППР.

Использование ППР, разработанного с помощью ЭВМ, на строительстве линейной части магистральных трубопроводов автоматизирует процесс подготовки проектно-технологической документации, обеспечивает высокое качество и сокращает сроки разработки. Материалы ППР используются для разработки ПОР (проект организации работ) на линейные объекты годовой программы строительной организации. Это позволяет сбалансировать план с имеющимися ресурсами и повышает эффективность их использования. Выработка управленческих решений на ЕС ЭВМ позволит материалы ППР и ПОР эффективно использовать для организации оперативного планирования и управления в строительстве.

ПРОЕКТ ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ (ПОР) НА ГОДОВУЮ ПРОГРАММУ ПОДРАЗДЕЛЕНИЯ (УПРАВЛЕНИЕ, ТРЕСТ, ГЛАВК)

Основной задачей, которую нужно решить при проектировании организации работ на объектах годовой программы подразделений всех уровней, является улучшение планирования и управления экономикой и рациональное использование производственного потенциала подразделений за счет сбалансированности плановых заданий с материально-техническими ресурсами и возможностями строительных и монтажных организаций. Проект организации работ для подразделений Миннефтегазстроя должен разрабатываться на строительство непосредственно линейной части магистральных трубопроводов; строительство промышленных наземных объектов (типа КС, НПС, РЭБ, заводы по переработке продукта, механические заводы и т. п.); строительство объектов жилья и соцкультбыта.

Разновидность ПОР определяется спецификой строительства объектов, видом используемых ресурсов и материалов, а также другими характерными особенностями. Полный охват всех объектов годовой программы подразделений (от управления до главка и министерства в целом) проектами организации работ способствует рациональному использованию потенциала подразделений.

В данном учебнике рассматривается только проект организации работ на годовую программу по линейной части.

Исходными данными для разработки ПОР на линейные объекты годовой программы подразделения (СУ, СМУ, трест, объединение, главк, министерство) служат перспективные (пятилетние) планы работ по объектам; программа на планируемый год в деньгах, план ввода объектов; внутрипостроечные титульные списки; проектно-сметная документация; ПОС и ППР на линейные объекты; пусковые комплексы; графики поставки технологического оборудования заказчиками; графики поставки труб; данные о производственных мощностях подразделений; данные о наличии технических, материальных и людских ресурсов; нормативные документы и нормали; технические условия, технические указания, руководство, положения, приказы и т. п.; данные о состоянии строительства переходящих объектов; данные о размещении ресурсов на время разработки ПОР; данные о наличии и мощности баз стройиндустрии; данные о наличии автотранспорта; данные о наличии жилых и бытовых вагончиков.

ПОР на линейные объекты годовой программы подразделения разрабатывается в следующем составе: графики движения комплексных линейных потоков по главку (министерству), выполнения объемов по видам работ и исполнителям в физических выражениях по месяцам, выполнения объемов по видам работ и исполнителям в денежном выражении по месяцам, транспортирования труб и секций, транспортирования пригрузов или анкерных устройств, обеспечения сварочными материалами по месяцам и объектам, обеспечения изоляционными материалами по месяцам и объектам, комплектования объектов основной техникой и оборудованием, комплектования объектов сварочным оборудованием, комплектования объектов рабочей силой и потребности в зарплате, обеспечения объектов спецодеждой, товарами и продуктами, обеспечения объектов жилыми и бытовыми вагончиками, обеспечения объектов вахтовым автотранспортом, обеспечения объектов грузовым автотранспортом, обеспечения объектов горюче-смазочными материалами.

Разработка и корректировка ПОР производится в следующем порядке.

На основании изучения и анализа исходных данных, плановых заданий, сроков ввода объектов, материалов ПОС и ППР заполняется постоянная часть ПОР, которая содержит перечень объектов и их характеристики с указанием границ участков, исполнителей, сроков объектов по плану, объемов работ (в физических единицах и тысячах рублей), сроков поставки труб.

Разрабатывается первоначальный вариант графика движения потоков по всем линейным объектам подразделения, включенным в план года; основным критерием начала и окончания работы потоков являются сроки строительства объектов по плану с учетом времени перебазировок потоков с объекта на

объект; при наличии разработанных ППР сроки и число потоков принимаются согласно ППР.

На основании графика движения потоков рассчитывается график выполнения физических объемов по основным видам работ (поворотная сварка, потолочная сварка, земляные работы, изоляционно-укладочные) по объектам, исполнителям, месяцам планируемого года. При наличии ППР данные принимаются из ППР. Итоговыми данными этого графика являются таблицы ежемесячного выполнения физических объемов по диаметрам трубопроводов, видам работ и исполнителям. Критерием оптимальности этого графика является равномерное выполнение объемов работ по месяцам года с ритмичной загрузкой всех исполнителей в течение планового периода.

На основании оптимизированного графика выполнения физических объемов разрабатывается график выполнения объемов в денежном выражении, который содержит план-задание в тысячах рублей по месяцам, видам работ, исполнителям, объектам (или участкам). Основным критерий оптимальности этого графика — равномерное и ритмичное планирование объемов по подразделениям на всех уровнях и соответствие этих объемов контрольным цифрам по году, кварталам и месяцам, выданных вышестоящей организацией.

Полученные оптимальные графики планирования объемов в физическом и денежном выражении являются основанием для разработки следующих графиков: транспортирования труб и секций; транспортирования пригрузов или анкерных устройств; обеспечения сварочными материалами по месяцам, объектам, исполнителям; обеспечения изоляционными материалами по месяцам, объектам, исполнителям; комплектования объектов техникой и оборудованием для сварочных работ; комплектования объектов техникой и оборудованием для земляных работ; комплектования объектов техникой и оборудованием для изоляционно-укладочных работ и навески пригрузов; комплектования объектов рабочими кадрами по профессиям и обеспечения зарплатами; обеспечения объектов спецодеждой, товарами и продуктами; обеспечения объектов жилыми и бытовыми вагончиками; обеспечения объектов вахтовыми автомашинами; обеспечения объектов грузовым автотранспортом; обеспечения объектов горюче-смазочными материалами.

Полученные данные сравниваются с фактическим наличием. В случае существенного несоответствия расчетных и фактических данных производится корректировка ПОР с целью передачи части объемов на правах субподрядчика другим организациям или получения дополнительно требующихся ресурсов. Согласованный в вышестоящей организации ПОР размножается и выдается исполнителям и в отделы.

ПОР на линейные объекты годовой программы подразделения позволяет с использованием ЭВМ централизованно и рационально планировать загрузку имеющихся мощностей, эконо-

мически обосновать распределение объемов по году между исполнителями, сократив объемы незавершенного производства, 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 и производственных фондов, обеспечению высокого качества строительно-монтажных работ и в целом — улучшению технико-экономических показателей деятельности предприятия.

Корректировка проекта организации работ производится ежеквартально с учетом фактического выполнения предыдущих квартальных планов, конкретных изменений на объектах строительства, обеспечения графиков поставки труб и оборудования, условий перебазировок комплексных потоков, наличия финансирования, требований заказчиков и министерств и других факторов.

МОДЕЛЬ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЕКТА ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ НА ЛИНЕЙНЫЕ ОБЪЕКТЫ ГОДОВОЙ ПРОГРАММЫ ГЛАВКА (ОБЪЕДИНЕНИЯ)

Предлагаемая модель позволяет оптимально распределить объемы работ по линейным объектам в составе подразделений главка (объединения) с увязкой по времени всех исполнителей и разработать календарный план строительства линейных объектов годовой программы с учетом ритмичной работы подразделений в течение года при максимальной равномерности загрузки имеющихся ресурсов.

Исходные данные. Предприятие должно обеспечить строительство линейных объектов, задающихся массивами типа: $A\{1, 2, \dots, a\}$ — множество переходящих объектов с прошлого периода с окончанием в планируемом году; $B\{1, 2, \dots, b\}$ — множество объектов, начинаемых и заканчиваемых в планируемом году; $C\{1, 2, \dots, c\}$ — множество задельных объектов, начинаемых в планируемом и заканчиваемых в будущем году. По условным диаметрам трубопроводов (в мм) объекты подразделяются: d_1 —1400, d_2 —1200, d_3 —1000, d_4 —700, d_5 —500.

В состав главка (объединения), выполняющего своими силами все работы по сооружению линейных объектов, входят СУ и СМУ, имеющие мощности, которые задаются массивами типа: $M\{1, 2, \dots, m\}$ — годовые мощности, обеспечивающие выполнение сварочно-монтажных работ на трубопроводах различных диаметров; $P\{1, 2, \dots, p\}$ — годовые мощности, обеспечивающие выполнение земляных работ на трубопроводах различных диаметров; $R\{1, 2, \dots, r\}$ — годовые мощности, обеспечивающие выполнение изоляционно-укладочных работ на трубопроводах различных диаметров.

Определение мощностей ресурсов по видам работ «М», «Р», «R» осуществляется с помощью коэффициентов типа:

для «М» — $\omega\{1, 2, \dots, \omega_h\}$, где параметр «h» характеризует диаметр трубопроводов, марку стали, толщину стали, тип применяемого центратора, характер местности, климатические и погодные условия;

для «Р» — $\lambda\{1, 2, \dots, \lambda_e\}$, где параметр «e» характеризует диаметр трубопровода, категорию грунта, характер местности, глубину заложения, климатические и погодные условия и др.;

для «R» — $\eta\{1, 2, \dots, \eta_k\}$, где параметр «k» характеризует диаметр трубопровода, тип изоляции, тип изоляционных материалов, характер местности, климатические и погодные условия и др.

Перебазировка ресурсов учитывается массивом коэффициентов типа $\phi\{1, 2, \dots, \phi_f\}$, где параметр «f» характеризует ресурсы в зависимости от диаметра трубопровода, расстояние перебазировок, техническое состояние ресурсов, время года, характер местности, климатические и погодные условия и др.

Календарная нумерация осуществляется по множеству $i\{1, 2, \dots, 12\}$, где i — условный номер месяца.

Условия и ограничения. Сроки начала, продолжительности и окончания строительства линейных объектов (или участков) обозначаются:

t_j — директивная продолжительность строительства j -го объекта (участка) в месяцах в планируемом году; t_{jn} — время начала работ на j -м объекте, для всех объектов «А» и объектов «В» и «С», начинаемых в январе, $t_{jn}=0$; для остальных объектов «В» и «С» соответствуют порядковому номеру месяца, в котором начинается работа; t_{jk} — время окончания работ для объектов «А» и «В», численно соответствующее номеру месяца окончания работ; для объектов «С» t_{jk} соответствует номеру месяца окончания работ в будущем году. Полное директивное время строительства объектов «А», «В» и «С» определяется по формулам:

$$t_{jAB} = t_{jk} - t_{jn}; \quad t_{jC} = 12 - t_{jn}.$$

Полное директивное время строительства задельных объектов «С» определяется по формуле:

$$t'_j = 12 - t_{jn} + t_{jk}.$$

За единицу мощности ресурса вида «М», «Р», «R» принимается объем работ (∂), выполняемый в месяц комплектом машин и оборудования. Общая нормируемая продолжительность (T_j) работ вида «М», «Р» и «R» по j -му объекту (участку) определяется как сумма нормативных продолжительностей выполнения работ по всему множеству характерных элементарных участков трассы, следующих друг за другом. Если $T_j > t_j$, то рассматривается необходимость увеличения числа единичных мощ-

ностей ресурсов по формуле $Q = T_j/t_j$. Если $T_j < t_j$ — это указывает на наличие резерва времени работы ресурса на j -м объекте по сравнению с директивным сроком строительства, резерв времени ресурса может быть использован при корректировке загрузки ресурсов. При $Q > 1$ определяется число единиц ресурса, работающих на объекте по формуле $E = Q/d$.

Если E состоит из целых и десятых чисел, то это указывает на то, что одна единица ресурса используется на объекте неполное время строительства.

Обозначим S_{ij} — расчетную мощность ресурса i -го месяца по видам работ «М», «Р» и «Р» j -го объекта, где $j = 1, 2, \dots, n$, $n \in \{A, B, C\}$; S_i — расчетная месячная мощность ресурса объединения по i -му месяцу; S_j — расчетная годовая мощность ресурса по j -му объекту, определенная как сумма всех месячных мощностей ресурса; $S_{i\phi}$ — среднемесячная фактическая мощность ресурса по видам работ «М», «Р» и «Р», $S_{i\phi} = S_{\phi}/12$; S_{ϕ} — годовая расчетная и фактическая (приведенная) мощность ресурса по видам работ.

По данным анализа строительства магистральных трубопроводов, организационные простои составляют около 3 % от рабочего времени. Поэтому примем коэффициент неравномерности месячной и годовой расчетной загрузки ресурсов вида «М», «Р», «Р» равным 0,03 от $S_{i\phi}$ и S_{ϕ} .

При распределении объемов по объектам между исполнителями используется и учитывается такая информация, как перечень объектов, диаметр трубопровода, протяженность трассы, срок ввода, состояние строительства, наличие и графики поставки на объекты материально-технических ресурсов, предварительное распределение объектов и объемов между исполнителями, географическое месторасположение объектов, размещение мощностей подразделений главка. Важнейшее значение для эффективной работы главка имеет равномерная на протяжении года загрузка имеющихся мощностей, поэтому за критерий оптимальности принимается ежемесячное обеспечение равномерности использования производственных мощностей по видам ресурсов.

Требуется так распределить годовые объемы по видам работ, по месяцам, между исполнителями (подразделениями главка, объединения), чтобы была достигнута максимизация равномерности использования ресурсов главка на протяжении года. Максимальная разность между фактическими и расчетными годовой и месячной мощностями ресурса не должна превышать $\max (S_{\phi} - S_{\text{рас}}) = \pm 0,03 S_{\phi}$; $\max (S_{i\phi} - S_i) = \pm 0,03 S_{i\phi}$.

Приведем алгоритм оптимизации загрузки ресурсов.

Определяется расчетная месячная мощность ресурса вида «М», «Р», «Р» объединения

$$S_{i[M, P, R]} = \sum_{j=1}^n S_{ij[M, P, R]} \omega \lambda \eta \phi.$$

Определяется годовая мощность ресурса j -го объекта по виду «М», «Р», «R»

$$S_{j[M, P, R]} = \sum_{i=1}^{12} S_{ij[M, P, R]} \omega \lambda \eta \varphi.$$

Полная приведенная расчетная мощность главка определяется как сумма расчетных приведенных годовых ресурсов j -х объектов или как сумма расчетных приведенных месячных мощностей ресурсов объединений по i -м месяцам:

$$S_{[M, P, R]} = \sum_{i=1}^{12} S_{i[M, P, R]}; \quad S_{[M, P, R]} = \sum_{j=1}^n S_{j[M, P, R]}.$$

Максимальная разность между фактической и расчетной мощностями ресурса не должна превышать $\max \Delta S = \pm 0,03 S_{\Phi}$, что определяется условиями оптимизации использования ресурсов $\max(S_{\Phi} - S) = \pm 0,03 S_{\Phi}$. Проверка условий $S_{\Phi} > S + 0,03 S_{\Phi}$, $\Delta S = S_{\Phi} - S - 0,03 S_{\Phi} > 0$ определяет наличие резерва годовых мощностей ресурса по объединению; $S_{\Phi} < S - 0,03 S_{\Phi}$, $\Delta S = S - S_{\Phi} - 0,03 S_{\Phi} > 0$ определяет недостаток годовых мощностей ресурса на программу объединения.

В случае получения этих соотношений определяется объем работ L , который можно выполнить за счет резерва фактических мощностей, или объем, который не обеспечен фактическими мощностями и подлежит передаче сторонним организациям $\Delta S/g = L$. Оптимизация загрузки мощностей достигается за счет равномерности их использования по месяцам года в пределах $\max \Delta S = \pm 0,03 S_{i\Phi}$. При этом проверяются условия $S_{i\Phi} > S_i + 0,03 S_{i\Phi}$; если $\Delta S > 0$ показывает наличие резерва мощностей в рассматриваемом месяце $S_{i\Phi} < S_i - 0,03 S_{i\Phi}$; $\Delta S < 0$ показывает недостаток мощностей ресурса в рассматриваемом месяце, то $\Delta S = \pm 0,03 S_{i\Phi}$ означает, что месячная мощность ресурса данного вида отвечает задаче равномерности его загрузки.

В случае получения соотношений описанного типа производится выравнивание загрузки ресурса путем сравнения расчетных месячных мощностей со среднемесячной фактической и корректировки расчетной месячной загрузки за счет изменения использования мощностей ресурса на объектах в зависимости от конкретных условий и ограничений. Расчет производится до получения удовлетворяющего результата. После получения оптимального варианта загрузки изоляционно-укладочных мощностей выполняются аналогичные расчеты по оптимизации загрузки землеройных и сварочно-монтажных мощностей по объектам.

На основании оптимизированного варианта загрузки имеющихся ресурсов производится расчет графиков выполнения объемов по видам работ в физическом и денежном выражении по объектам и исполнителям, строятся графики работы техники, транспорта и оборудования, графики обеспечения изоляцион-

ными, сварочными и другими материалами, ГСМ, разрабатываются мероприятия по обеспечению жилыми и культурно-бытовыми зданиями и сооружениями, продуктами и т. п. По указанным материалам рассчитывается потребность в рабочей силе, показатели плана по труду и заработной плате.

В заключение отметим, что оптимизация модели ПОР позволяет решить следующие задачи:

- разработать оптимизированный календарный график производства работ на все линейные объекты годового плана объединения;

- рассчитать оптимальный вариант использования производственных мощностей главка;

- рассчитать по исполнителям в разрезе объектов ежемесячный план работ в физическом и денежном выражении;

- разработать показатели плана по труду и заработной плате.

Глава 18

ОПТИМИЗАЦИЯ ТРАНСПОРТНОЙ СХЕМЫ СТРОИТЕЛЬСТВА¹

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Под транспортной схемой (ТС) будем понимать схему доставки грузов от предприятий-поставщиков до строительных участков магистрального трубопровода (МТ) с реализацией необходимых технических мероприятий, направленных на обеспечение ее нормального функционирования: развитие и усовершенствование сети транспортных коммуникаций, организация разгрузочных пунктов, складского хозяйства и т. д. Выбор транспортной схемы является одним из ключевых вопросов организации строительства и согласно СН 202—81 производится на этапе разработки обосновывающей документации и дорабатывается, уточняется и детализуется в проектах организации строительства (ПОС), организации и производства работ (ПОР и ППР соответственно).

Основными газо- и нефтедобывающими районами страны в двенадцатой и тринадцатой пятилетках будут северные районы Тюменской области и полуострова Ямал, природно-климатические и инженерные условия которых крайне неблагоприятны для организации транспортного обеспечения строительства таких крупных линейных объектов как магистральные трубопроводы. Суровый климат, заболоченность и обводненность местности, слабое развитие сети железных и автомобильных дорог при ограниченных возможностях использования водного транспорта из-за непродолжительности навигационного периода

¹ Написана совместно с В. Н. Муленко.

порождает сезонность в организации перевозок и, как следствие этого, — дополнительные перевалки с временным хранением материалов на перевалочных базах. Поэтому доставку грузов для строительства МТ осуществляют поэтапно.

На первом этапе, в подготовительный период строительства, трубы и другие материалы доставляют по воде или железнодорожным транспортом на перевалочные базы, которые размещают возможно ближе к трассе МТ. На перевалочной базе трубы и материалы складывают. Очень часто здесь же развертывают трубосварочную базу, где трубы начинают сваривать в секции еще в подготовительный период строительства и при наступлении устойчивых морозов доставляют по автозимникам на трассу к местам сварки неповоротных стыков. При сооружении трубопроводов в особо сложных условиях трубы и другие материалы в исключительных случаях могут доставляться на трассу вертолетами.

Таким образом, при строительстве трубопровода в труднодоступных районах страны со сложными климатическими, гидрологическими и инженерными условиями может быть множество вариантов маршрутов движения грузов, выбрать лучший из которых бывает очень трудно, тем более, что многие из этих маршрутов включают сезонно-эксплуатируемые участки, и доставка грузов по ним носит неравномерный (навигационный) характер.

Остановимся на принципах выбора транспортной схемы традиционными методами. Основными положениями при выборе ТС являются: расположение ближайших к трассе железнодорожных станций (разъездов), портов (причалов, пристаней), наличие и размещение автодорог в зоне строительства МТ, число и расстановка на трассе линейных объектных строительных потоков (ЛОСП), определяемые заданным вариантом организации строительства трубопровода. «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений» (СНиП 1.04.03—85) позволяют учесть влияние естественных условий на продолжительность строительства трубопровода. Плановый срок завершения строительства устанавливают директивно, учитывая народнохозяйственную необходимость ввода в строй данного МТ и рекомендации СНиП 1.04.03—85.

Темп строительства трубопровода, как известно, определяется выполнением сварочно-монтажных и изоляционно-укладочных работ. Поэтому число трубосварочных баз (ТСБ) и передвижных сварочно-монтажных бригад в условиях линейных комплексных потоков принимают равным числу изоляционно-укладочных колонн. За каждой ТСБ, исходя из известной годовой производительности в данных условиях и предполагаемого срока ее работы на данном месте, закрепляют участок трассы определенной протяженности. Расстановка ЛОСП во многом определяет организацию не только местных, но и внешних перевозок. При этом из числа близлежащих железнодорожных

станций (разъездов), речных или морских портов (пристаней, причалов) закрепляют за каждым потоком опорные пункты строительства. Затем обычными методами экономического анализа стоимостных показателей перевозки труб и секций выбирают места размещения трубосварочных баз, намечают необходимые мероприятия по устройству надежных подъездов к трассе и к ТСБ, вдольтрассовых дорог, переездов через ручьи, овраги и другие преграды. После этого для каждого участка транспортной схемы определяют средневзвешенную величину дальности возки труб, на основании которых в сметах калькулируют транспортные расходы. Затраты на реализацию необходимых технических мероприятий, включая организацию разгрузочных площадок и устройство дополнительных путей на железнодорожных станциях, причалов в портах, складского хозяйства, развертывание трубосварочных баз включают в сметную стоимость соответствующих разделов проекта.

«Узкие» места традиционной методики довольно очевидны. При выборе размещения трубосварочных баз принимают во внимание только наличие подходящей площадки, подъездов к трассе, связующей с пунктом выгрузки труб автодороги, близость к населенному пункту (чтобы обеспечить нормальные социально-бытовые условия персоналу). Но для выбора оптимального размещения ТСБ этого оказывается недостаточно. Границы возки секций определяют довольно приблизительно, без учета дорожно-транспортных условий участков трассы, а значит и фактической стоимости перевозок труб и секций. Между тем, как уже говорилось, границы возки определяют средневзвешенную дальность возки, которая является основой калькуляции транспортных расходов. Погрешность в определении границ возки влияет на общую сметную стоимость объекта и, поскольку транспортные расходы составляют существенную долю стоимости строительства, ухудшает его экономические показатели.

ПОДХОД К ПРОБЛЕМЕ ОПТИМИЗАЦИИ ТРАНСПОРТНОЙ СХЕМЫ

Отличительная особенность предлагаемой постановки проблемы — комплексный подход к оптимизации транспортной схемы, позволяющий решить самые различные вопросы организации как внешних, так и местных (в притрассовой зоне строительства МТ) перевозок строительных материалов. Под притрассовой зоной будем понимать территорию, примыкающую к трассе и включающую все узловые пункты транспортных коммуникаций, которые по тем или иным практическим соображениям могут быть задействованы при организации транспортного обеспечения строительства МТ.

В математике достаточно хорошо изучены модели и методы решения широкого круга так называемых «задач транспортного

типа» линейного и нелинейного программирования. К ним, в некоторой степени, может быть отнесена и проблема оптимизации ТС, предполагающая решение целого ряда задач. Помимо определения схемы грузопотоков, что может быть выполнено в рамках обычной многопродуктовой транспортной задачи, при оптимизации ТС необходимо найти оптимальное размещение опорных пунктов и трубосварочных баз, установить целесообразность сооружения или развития тех или иных транспортных коммуникаций. В обычных транспортных задачах заранее известны объемы возможных поставок и потребления. Потребителями в таких задачах являются объекты, потребность которых в тех или иных продуктах сконцентрирована в одной, в крайнем случае — в нескольких точках. В случае трубопровода мы имеем дело с линейным объектом протяженностью в сотни и тысячи километров, потребность которого в материалах распределена вдоль всей трассы. Причем распределение неравномерное — имеются как отдельные точки, в которых сосредоточены значительные объемы материалов (насосные или компрессорные станции), так и целые линейные участки с повышенной потребностью в тех или иных материалах (участки, где необходима балластировка МТ и т. д.). Кроме того, методы решения ряда задач оптимизации ТС, как будет видно из дальнейшего изложения, отличны от методов решения обычных транспортных задач.

Сформулируем основные задачи, решение которых позволит оптимизировать транспортную схему строительства МТ в целом. При этом будем различать два уровня решения проблемы — верхний и нижний, соответственно им будем различать задачи верхнего и нижнего уровней. В качестве критерия оптимальности во всех математических моделях примем минимум приведенных затрат. Под опорными пунктами строительства трубопровода (ОПСТ) условимся понимать пункты, расположенные в притрассовой зоне и потенциально обладающие необходимым количеством материалов для сооружения того или иного участка МТ, независимо от того, где их изготовляют и каким образом доставляют на эти пункты из других районов страны. В силу данного определения ОПСТ могут быть только узловые пункты магистральных транспортных коммуникаций — железнодорожные станции и разъезды, порты, причалы, пристани. На нижнем уровне будем рассматривать задачи, возникающие при организации доставки материалов в притрассовой зоне МТ, которые соответственно категориям грузов можно классифицировать следующим образом:

- 1) оптимизация местных перевозок (ОМП) труб;
- 2) выбор оптимального размещения трубосварочных баз;
- 3) ОМП материалов, потребность в которых пропорциональна объему труб (изоляция, сварочные и пр.);
- 4) ОМП материалов, потребность в которых зависит от специфических условий отдельных участков трассы (переувлаж-

нение, обводненность, скалистость и т. д.) и распределена вдоль нее неравномерно (к таким материалам относятся средства балластировки, дорожные стройматериалы, в том числе привозные карьерные и т. д.);

5) ОМП материалов, предназначенных для сооружения переходов;

6) ОМП местных карьерных материалов (песчано-гравийная смесь, щебень и пр.);

7) выбор оптимального набора карьеров;

8) оценка целесообразности мероприятий по развитию транспортной сети притрассовой зоны.

Задачи оптимизации местных перевозок составляют основу оптимизации ТС в притрассовой зоне и позволяют помимо оптимальных грузопотоков определить и оптимальное распределение ресурсов материалов по ОПСТ и карьерам. Каждая из этих задач отражает специфику перевозок определенной категории грузов. Особая роль отводится задаче 2. Дело в том, что в практике проектирования при размещении ТСБ, учитывая многие важные факторы: наличие удобных подъездов, близость к населенным пунктам и т. д., еще не всегда точно оценивают расположение баз с позиций максимально возможного сокращения транспортных расходов, что позволяет решить задачу 2. Задача 7 дает оптимальную программу использования местных карьерных материалов. Эти результаты при проектировании многониточной системы трубопроводов в едином технологическом коридоре имеют особое значение и могут служить основой долгосрочной оптимальной программы очередности ввода и разработки местных карьеров. Задачу 8 следует решать только в тех случаях, когда нужно точно оценить целесообразность нового строительства или развития той или иной транспортной коммуникации, что чаще всего бывает при строительстве МТ в малозаселенной местности со слабо развитой дорожной сетью.

На верхнем уровне оптимизируют внешнюю ТС, т. е. схему доставки материалов на этапе: предприятия — поставщики — опорные пункты строительства МТ. При этом должны быть решены задачи:

9) выбор оптимального размещения ОПСТ;

10) оптимизация внешних грузопотоков;

11) оптимизация грузов, предназначенных для наземных объектов;

12) оценка целесообразности мероприятий по развитию и совершенствованию отдельных внешних транспортных коммуникаций.

Необходимость решения задачи 10 продиктована тем, что ОПСТ являются одновременно элементами как внешней, так и местной составляющих транспортной схемы. При оптимизации внешних грузопотоков они выступают в роли потребителей, местной — в роли поставщиков. Поэтому только оптимальное

размещение ОПСТ может обеспечить надежный фундамент для последующей оптимизации ТС. Решение задачи 10 позволяет определить план грузопотоков, прикрепить поставщиков к ОПСТ и тем самым упорядочить систему строительства МТ в целом. Задачу 12 следует решать только в исключительных случаях, анализируя возможные мероприятия по совершенствованию магистральных транспортных коммуникаций: железных дорог и водных путей.

ОПТИМИЗАЦИЯ ВНУТРЕННЕЙ ТРАНСПОРТНОЙ СХЕМЫ ПРИ РАЗМЕЩЕНИИ ТСБ

Оптимизация размещения ТСБ при общей оптимизации ТС очевидно необходима, причем вполне естественно решать эту задачу в рамках оптимизации перевозок труб. В математическую модель задачи 1 введены элементы, определяемые размещением трубосварочных баз, а именно, затраты, связанные с доставкой труб от ОПСТ до ТСБ с разворачиванием их на новых площадках. Однако следует иметь в виду, что число возможных вариантов размещения ТСБ вдоль всей трассы может быть очень большим. Применение методов сокращенного счета, например, метода динамического программирования, в данном случае оказывается неэффективным, так как он дает ощутимые преимущества только при решении задач оптимизации с довольно ограниченным, в отличие от данного случая, выбором управлений на каждом шаге. В связи с этим возникает вопрос — как сократить число вариантов настолько, чтобы задача без заметного ущерба для результатов стала реально разрешимой? Оказывается это можно сделать методом отбраковки вариантов, который обобщает накопленный опыт размещения ТСБ при проектировании магистральных газопроводов. Метод оперирует «мерой коммуникабельности» размещения ТСБ, под которой будем понимать численное значение обобщенной характеристики, определяемой количеством, протяженностью и качеством коммуникаций, связывающих площадку с опорным пунктом и с трассой. Мера коммуникабельности позволяет еще до машинного решения задачи дать объективную оценку качества площадки на основе транспортных затрат.

Обозначим: M_{js} — мера коммуникабельности s -й возможной площадки j -го участка трассы; $K_{j\tau}$ и $l_{j\tau}$ — категория и протяженность τ -й коммуникации j -го участка трассы; l_{ijs} и l_{kes} — пикеты выхода на трассу крайних связей s -й площадки; n_s и n_{ks} — число связей s -й площадки, общее и тех крайних, пикеты выхода которых на трассу совпадают с границами участка j -го ОПСТ; S_j и η_j — предполагаемая длина j -го участка трассы и отметка его геометрического центра; A — константа, вводимая в формулу для удобства работы, принимаемая равной 100; $\mu_{k\tau}$ — константа, имеющая размерность стоимостных показателей перевозок, вводится для каждой категории автодорог. Значения полу-

чены расчетным путем и по категориям автодорог составляют: {1.67, 0.87, 0.62, 0.48, 0.46, 0.6}.

Для определения меры коммуникабельности площадки рекомендуется использовать эмпирические формулы для площадок, имеющих более одной связи с трассой, и для площадок, имеющих только одну связь с трассой:

$$M_{js} = \frac{A(n_s - n_{ks0,5})}{\sum_{\tau} l_{\tau} K_{\tau} \mu_{K\tau}} (1 + |l_{hes} - l_{ijs}| : S_j); \quad (18.1)$$

$$M_j = \frac{A(1 - |l_{ijs} - \eta_j| : S_j)}{\sum_{\tau} l_{\tau} K_{\tau} \mu_{K\tau}}. \quad (18.2)$$

Полученные оценки довольно условны, что объясняется неопределенностью величин S_j . Так как их точные значения могут быть получены только в результате оптимизации перевозок труб, то при определении M_{js} до машинного решения задачи можно задать приблизительные значения S_j . При этом нужно оценить влияние погрешности задания S_j на погрешность M_{js} . Такая оценка получена в виде

$$\overline{\delta M_j} = \max_s \delta M_{js} = \frac{\delta S_j}{2(1 + \delta S_j)}. \quad (18.3)$$

Так как по определению относительной погрешности δM_{js} справедливо

$$\delta M_{js} = |M_{js} - \tilde{M}_{js}| : M_{js} = \Delta M_{js} : M_{js}, \quad (18.4)$$

где M_{js} , $\tilde{M}_{js}$ — истинное и приблизительное значения меры коммуникабельности s -й площадки, то максимальное абсолютное значение погрешности ΔM_j может быть в силу (18.3) и (18.4) определено как

$$\overline{\Delta M_j} = \max_s \Delta M_{js} = M_{js} \frac{\delta S_j}{2(1 + \delta S_j)}. \quad (18.5)$$

Метод отбраковки вариантов размещения ТСБ состоит в следующем. Допустим, что по тем или иным практическим соображениям на каждом i -м участке трассы считаются возможными для размещения сварочных баз P_j площадок. Метод отбраковки вариантов позволяет проанализировать M_{js} , ΔM_j , вычисленные по формулам (18.1) — (18.3) для каждой из этих площадок, и отбросить заведомо плохие, оставив на каждом участке лишь по 1—3 конкурентноспособных для последующих оптимизационных расчетов.

Последовательность действий при этом такова:

Шаг 1. Разбивают трассу на зоны действия опорных пунктов с учетом планового расположения связей. Измеряют S_j . Погрешность задания S_j (по сравнению с результатами машинного решения) составляет 10—40%.

Шаг 2. Используя полученные значения S_j , по формулам (18.1) и (18.2) вычисляют меры коммуникабельности всех площадок и запоминают их. Выделяют площадки с максимальными значениями M_{js} , т. е. такие, что $\overline{M}_j = \max_s M_{js}$.

Шаг 3. Находят предельно допустимую границу меры коммуникабельности снизу. Для этого по формуле (18.5) определяют ΔM_j (δS_j можно принять равным 0,25) и подставляют в формулу

$$\underline{M}_j = \overline{M}_j (1 - \Delta \overline{M}_j).$$

Из списков возможных площадок вычеркивают все те, значения которых не превосходят $\underline{M}_j$. Опыт решения задачи показывает, что невычеркнутыми оказываются на каждом участке по 1—2, редко 3 площадки. Число оставшихся вариантов размещения ТСБ вдоль трассы определяется как произведение степеней единицы, двойки и тройки, с преобладанием первых двух, т. е. задача выбора оптимального размещения ТСБ практически становится вполне разрешимой с применением современных ЭВМ.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПЕРЕВОЗОК ТРУБ И МАТЕРИАЛОВ

Известна трасса проектируемого трубопровода. Пусть также известны возможные опорные пункты строительства трубопроводов, места возможного размещения трубосварочных баз (при решении задачи 1 будем считать, что размещение ОПСТ и ТСБ — фиксировано), дорожно-транспортные условия автодорог, соединяющих ТСБ с трассой (в дальнейшем в целях сокращения изложения такие дороги будем называть просто «связями»). Связи задаются следующими данными: абсолютными отметками выхода на вдольтрассовые дороги, дорожно-транспортными условиями, протяженностью. В зависимости от числа связей будем различать одномерные и многомерные участки трассы. В частности, если ТСБ находится непосредственно на трассе, то такой участок условимся считать одномерным, с нулевой длиной связи.

В задаче требуется найти такие грузопотоки и такое распределение труб по опорным пунктам строительства, при которых транспортные и сопутствующие им затраты — минимальны. Одновременно должны быть определены оптимальные границы перевозки труб на трассу, так как за каждым ОПСТ необходимо закрепить участок трассы МТ такой длины, чтобы расходы, связанные с доставкой труб к местам использования на трассе были минимальны.

С транспортной точки зрения переходы трубопровода делят на две категории: 1 — с возможностью объезда плетевозами и 2 — без нее. Непреодолимые для плетевозов препятствия — переходы МТ через крупные водные, горные преграды и болота разбивают трассу на условные зоны, замкнутые в транспортном смысле: плетевозы не могут совершать рейсы по развязке

секций из одной зоны в другую. При числе непреодолимых для плетевозов препятствий p число замкнутых зон на трассе составит $p+1$. Наличие таких зон позволяет решать задачу локально для каждой из них. Общее решение для всей трассы будет получено в виде совокупности локальных результатов. Если непреодолимых для плетевозов препятствий нет, то в качестве условной зоны следует принять всю трассу.

При решении задачи будем предполагать, что сварка труб в секции производится на трубосварочных базах, размещение которых известно. Соответственно считаем известными дорожно-транспортные условия и протяженность дорог, связывающих их с опорными пунктами, причем будем полагать, что каждая ТСБ прикрепляется только к одному ОПСТ. Возможны случаи: $n_o = n_t$, $n_o < n_t$, $n_o > n_t$, где n_t и n_o — число ТСБ и ОПСТ на трассе. Первый случай характеризуется взаимно-однозначным соответствием между опорными пунктами и трубосварочными базами. Во втором — хотя бы к одному ОПСТ прикрепляется несколько ТСБ. Однако случай этот может быть сведен к предыдущему. Действительно, если к j -му ОПСТ прикреплены m ТСБ, то данный опорный пункт можно условно рассматривать как совокупность m ОПСТ, $m-1$ из которых будем считать фиктивными. Вводя таким образом фиктивные опорные пункты там, где имеет место несоответствие числа ОПСТ и ТСБ, можно полностью свести задачу к предыдущему случаю. В третьем случае из-за избытка ОПСТ появляется возможность варьировать опорными пунктами. Каждый раз оставляя только n_t опорных пунктов, путем многовариантного решения задачи можно выбрать оптимальные, что будет сделано при решении задачи оптимального размещения ОПСТ. Таким образом, при любых n_o и n_t задача может быть сведена к первому случаю, поэтому достаточно уметь ее решать при $n_o = n_t$.

Примем допущение, что за каждым ОПСТ «закрепляется» участок МТ, протяженность которого пропорциональна числу труб, сосредоточенных на опорном пункте. Это положение позволит получить адекватную математическую модель.

Пусть n — число возможных ОПСТ (ТСБ) в условной зоне; R_j — число связей j -й ТСБ при заданном ее размещении; S — протяженность условной зоны; Q — расчетная (или заданная) масса труб большого диаметра в зоне; l_{ij} — абсолютная отметка (пикет) выхода ij -й связи на трассу (под ij -й связью будем понимать i -ю связь j -й ТСБ); δ_{ij} — длина ij -й связи; c_{ij} — стоимость перевозки секций по ij -й связи; X_{ij} — число труб, перевозимых по ij -й связи; c_j — стоимость перевозки секций по вдольтрассовым дорогам j -го участка трассы МТ; k_j — число секций, перевозимых плетевозом, обслуживающим j -й участок за одну ходку; $\bar{l}$ — длина секции; q — вес секции; N — множество одномерных участков трассы, т. е. участков, на которых ТСБ имеет только одну связь с трассой.

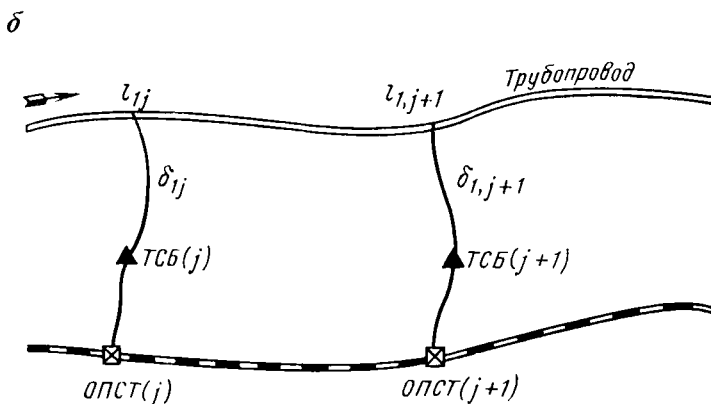
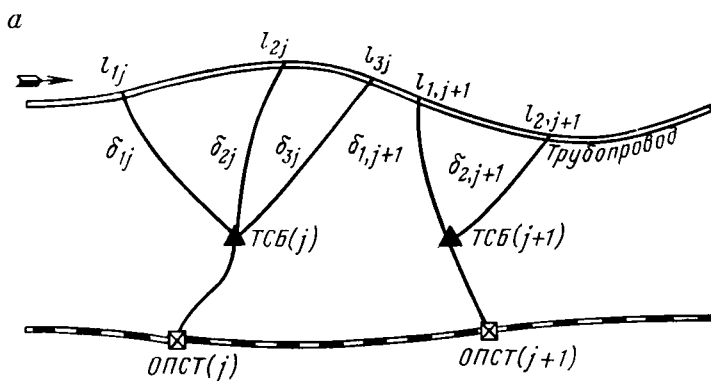


Рис. 18.1. Транспортные схемы

Рассмотрим многомерный участок трассы, т. е. $j \in N$ (рис. 18.1, а).

Плетьевозы при развозке секций вдоль трассы совершают челночные рейсы. За рейс плетьевоз проходит два отрезка пути: первый — по связи от трубосварочной базы до трассы, второй — вдоль трассы до мест укладки труб в траншею. Первый отрезок не зависит от местоположения точек использования труб на трассе и является постоянным, второй — зависит и изменяется с каждым рейсом на величину загрузки плетьевоза в метрическом выражении — $k_j \bar{l}$. Чтобы найти общий пробег транспорта на j -м участке трубопровода нужно суммировать пробеги на переменных и постоянном отрезках. С учетом принятого допущения о пропорциональном «прикреплении» участков трассы трубопровода к ОПСТ, пробег плетьевозов на постоянном участке может быть вычислен по формуле

$$\bar{P}_{ij} = \frac{X_{ij} \delta_{ij} S}{k_j \bar{l} Q}. \quad (18.6)$$

При определении пробега транспорта на переменных отрезках исходят из того, что каждый последующий рейс короче или длиннее предыдущего на одну и ту же величину $k_i \bar{l}$. Совокупность пробегов плетевозов образует арифметическую прогрессию, сумму членов которой при большом n можно считать равной $a_1 n^2 / 2$.

Для определения общего пробега плетевозов по вдольтрассовой дороге, примыкающей к ij -й связи, необходимо найти суммы двух арифметических прогрессий — по числу направлений движения транспорта от точки выхода связи на трассу. Обозначим эти суммы через $D_{ijп}$ и $D_{ijл}$ (индексы «п» и «л» обозначают вправо и влево); длину участка трубопровода, закрепленного за ОПСТ — S_k ; длину участка трубопровода, закрепленного за ij -й связью — S_{ij} ; константу, равную отношению $S : Q$ — α . Тогда учитывая, что $S_k = \alpha Y_k$ и $S_{ek} = \alpha X_{ek}$, получим

$$P_{tjп} = \frac{k_j \bar{l}}{2} \cdot \frac{\left[\alpha \left(\sum_{k=1}^{j-1} Y_k + \sum_{e=1}^i X_{ej} \right) - l_{ij} \right]^2}{(k_j \bar{l})^2}; \quad (18.7)$$

$$P_{tjл} = \frac{k_j \bar{l}}{2} \cdot \frac{\left[l_{ij} - \alpha \left(\sum_{k=1}^{j-1} Y_k + \sum_{e=1}^i X_{ej} \right) \right]^2}{(k_j \bar{l})^2}. \quad (18.8)$$

Общий пробег плетевозов и транспортные затраты на j -м участке составят соответственно:

$$P_j = \sum_{i=1}^{R_j} (\bar{P}_{tj} + P_{tjп} + P_{tjл});$$

$$F_j = kq \sum_{i=1}^{R_j} [\bar{P}_{tj} c_{tj} + \bar{c}_{tj} (P_{tjп} + P_{tjл})]. \quad (18.9)$$

Затраты по всей зоне, при условии, что все участки многомерные:

$$F_m = \sum_{j=1}^n F_j, \quad (18.10)$$

или с учетом (18.7) — (18.10):

$$F_m = \frac{1}{\alpha} \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^{R_j} \left\{ \alpha \delta_{ij} c_{tj} X_{tj} + \frac{\bar{c}_{tj}}{2} \left\{ \left[\alpha \left(\sum_{k=1}^{j-1} Y_k + \sum_{e=1}^i X_{ej} \right) - l_{ij} \right]^2 + \left[l_{ij} - \alpha \left(\sum_{k=1}^{j-1} Y_k + \sum_{e=1}^i X_{ej} \right) \right]^2 \right\} \right\}.$$

Для одномерного участка трассы $j \in N$ (рис. 18.1, б) соответствующие формулы могут быть получены аналогично много-

мерному случаю. Окончательная формула для определения транспортных затрат по одномерным участкам

$$F_0 = \sum_{j=1}^n \left\{ c_{1j} \delta_{1j} Y_j + \frac{\bar{c}_j}{2\alpha} \left[\left(\alpha \sum_{i=1}^j Y_i - l_{1j} \right)^2 + \left(l_{1j} - \alpha \sum_{i=1}^{j-1} Y_i \right)^2 \right] \right\}.$$

Кроме чисто транспортных затрат, связанных с доставкой секций от трубосварочных баз до мест сварки неповоротных стыков, необходимо учитывать расходы на доставку труб от ОПСТ до ТСБ и затраты, сопутствующие транспортным — на организацию разгрузочных площадок, развертывание ТСБ, на производство погрузочно-разгрузочных работ.

Пусть d_j — стоимость производства погрузочно-разгрузочных работ на разгрузочной площадке j -го ОПСТ, h_j — на j -й ТСБ и на закрепленном за ней участке трассы; c_j — стоимость перевозки труб по подъездной дороге от j -го ОПСТ до ТСБ; l_j — длина этой дороги; c_{jk} — стоимость перевозки собственного груза k -й категории j -й ТСБ; Q_{jk} — количество груза k -й категории, предназначенного для j -й ТСБ; E — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений в отрасли; $З_{ip}$ — затраты на организацию разгрузочной площадки и прочие расходы по созданию j -го опорного пункта строительства трубопровода; $З_{jt}$ — затраты на развертывание ТСБ по выбранному варианту размещения; f_j — число сооружаемых или реконструируемых транспортных коммуникаций на j -м участке трассы; $З_{j\tau}$ — затраты, учитываемые в проекте на строительство или реконструкцию τ -й транспортной коммуникации j -го участка.

Сопутствующие затраты не зависят от размерности участка и могут быть определены по формуле

$$F_B = \sum_{j=1}^n \left[Y_j (d_j + h_j + c_j l_j) + \sum_{k=1}^p c_{jk} l_j Q_{jk} + E \left(З_{ip} + З_{jt} - \sum_{\tau=1}^{f_j} З_{j\tau} \right) \right].$$

Общие затраты в зоне: $F = F_M + F_0 + F_B$. Таким образом, построена математическая модель:

$$F \rightarrow \min.$$

при условиях R_j

$$1. Y_j = \sum_{r=1}^{R_j} X_{rj} \quad (j = \overline{1, n});$$

$$2. \sum_{j=1}^n Y_j = Q;$$

$$3. X_{rj} \geq 0 \quad (r = \overline{1, R_j}; j = \overline{1, n}).$$

Условия 1 определяют переменные Y_j , 2 — требование обеспечить строительство трубопровода необходимым количеством труб, 3 — тривиальные условия неотрицательности переменных.

Математическая модель, несмотря на громоздкий функционал, достаточно проста. Функционал — квадратичный, но все ограничения, не считая тривиальных, — равенства, линейные относительно неизвестных.

Модель реализуется методом неопределенных множителей Лагранжа. Задача для «гладкой» трассы, т. е. для трассы, не содержащей переходов первой категории (в транспортном смысле), решена. Однако на практике такие трассы почти не встречаются. Реальные трассы, как правило, включают множество переходов первой категории. Очевидно, что для таких трасс описанная математическая модель, не может быть использована из-за некоторых особенностей доставки секций с учетом объездов переходов и различий при вычислении транспортных затрат.

Действительно, в случае «гладкой» трассы совокупность пробегов плетевозов от трубосварочных баз до мест укладки в траншею представляет собой арифметическую прогрессию. При наличии объездов она распадается на ряд прогрессий (по числу объездов), причем последние члены предыдущих прогрессий отличаются от первых членов последующих на значения расстояний, проходимых плетевозами при объездах очередных переходов. Отсюда возникает необходимость построения математических моделей, описывающих большое многообразие возможных случаев расположения переходов, разработки метода решения задачи и т. д., что в совокупности сводится к созданию методики оптимизации местных перевозок труб на качественно более высоком уровне. Такая методика, базирующаяся на известном решении задачи для «гладкой» трассы, создана и подробно описана в книге [1].

ОМП пропорциональных материалов. К материалам линейной части, потребность в которых пропорциональна объему труб большого диаметра и определяется не столько условиями трассы, сколько ее протяженностью, относят изоляционные, сварочные, футеровочные и т. п. Транспортировка этих материалов в притрассовой зоне выполняется по одной из двух возможных схем. Если накопитель расположен вблизи ТСБ, то их доставка осуществляется по схеме, аналогичной перевозкам труб. Корреспонденции материалов в этом случае находят простым пересчетом по известным грузопотокам труб. Если же накопитель расположен на опорном пункте, то материалы перевозят по схеме: ОПСТ — места использования на трассе. В этом случае, воспользовавшись математической моделью задачи 1 можно найти корреспонденции какого-нибудь k -го материала данной категории. Грузопотоки остальных материалов после этого находят простым пересчетом.

ОМП неравномерно распределенных материалов ЛЧ. Потребность в материалах данной категории определяется исходя из устойчивых особенностей отдельных участков трассы. Сюда относят балластировочные материалы и ряд других, распре-

деленных участками вдоль трассы. Основная идея решения этой задачи — сведение к изученному случаю, к задаче ОМП труб. Допустим, необходимо решить данную задачу для какого-то одного груза, распределенного отдельными участками вдоль всей трассы, например, для пригрузов типа УБО-1. Предположим, что пригрузки используются не только на заданных, но и на всех без исключения остальных участках трассы, т. е. вводим фиктивные участки использования данного материала. При этом потребность в пригрузах будет распределена вдоль трассы равномерно, и для решения задачи в такой постановке можно воспользоваться методикой ОМП труб. После определения грузопотоков для всей трассы необходимо исключить грузопотоки, предназначенные для фиктивных участков.

ОМП материалов переходов. Почти все известные технологические схемы прохождения переходов требуют сосредоточения материалов только на одном из берегов, принимаемом за базовый. На базовом берегу выполняется полный цикл работ по монтажу, сварке, изоляции, футеровке и испытанию дюкера, подготавливаемого к сплаву или к протаскиванию по дну водоема. При выборе базового берега необходимо руководствоваться не только соображениями технологии, но и учитывать транспортный фактор. Задача ОМП материалов переходов сводится к следующей — из 4 возможных схем движения грузов: ОПСТ-1 — левый берег, ОПСТ-1 — правый берег, ОПСТ-2 — левый берег, ОПСТ-2 — правый берег, выбрать отвечающую минимальным транспортным расходам.

ОМП карьерных материалов. В данную категорию грузов входят песчано-гравийная смесь, щебень и т. п. Часть этих материалов используется на всей трассе, т. е. их можно отнести к категории пропорциональных материалов, другая часть — только на отдельных участках, и эти материалы можно отнести к неравномерно распределенным вдоль трассы. Если условно принять карьеры за опорные пункты строительства трубопровода, то данная задача сводится к описанным, и ее решение не представляет трудностей, чего нельзя сказать о задаче:

выбор оптимального набора карьеров. Данная задача возникает в тех случаях, когда разведанные запасы местных строительных карьерных материалов превышают потребности строительства МТ и сосредоточены не в одном, а в нескольких карьерах. Особое значение эта задача приобретает при сооружении в одном технологическом коридоре нескольких ниток трубопроводов. В этом случае полученные результаты задачи могут помочь составить долгосрочную оптимальную программу очередности разработки карьеров с минимальными экологическими последствиями. В математическом плане данная задача сводится к описанной задаче выбора оптимального размещения ТСБ. При наличии большого числа «лишних» карьеров в случае решения данной задачи для одного трубопровода можно применить и метод предварительной отбраковки вариантов.

Раздел VI

Защита металлических трубопроводов от коррозии

Глава 19

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О КОРРОЗИИ ТРУБОПРОВОДОВ. АТМОСФЕРНАЯ КОРРОЗИЯ И ЗАЩИТА ОТ НЕЕ

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О КОРРОЗИИ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

Под коррозией металлических трубопроводов понимается самопроизвольное разрушение их под действием различных факторов химического или электрохимического характера, определяемых окружающей трубопровод средой, которая может быть газообразной, жидкой или 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, подземной, или почвенной. Они обычно воздействуют на наружную поверхность трубопровода и приводят ее к 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. и.

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 поверхности труб на участках большой протяженности. Сплошная равномерная коррозия охватывает значительные участки трубопровода. При сплошной неравномерной коррозии скорость разъедания металла на различных участках различна. 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, раковин, точечных разъединений, сквозных протравлений и т. п. Для трубопроводов, работающих в режиме жесткого напряженного состояния в коррозионной среде, 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 пластичные свойства и увеличивает хрупкие свойства металла. Таким образом, охрупчивание с одновремен-

ным 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 активации сероводородной коррозии способствует также и то, что, как правило, давление газа в трубопроводе очень велико, а в ряде случаев и температура достигает 70°C . Давление способствует увеличению проникающей способности, а температура — ускорению химических реакций, связанных с замещением в кристаллической решетке углерода водородом.

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 обуславливается в основном взаимодействием с электролитом, входящим в состав соответствующей среды. Коррозия в этих случаях характеризуется самопроизвольным разрушением металла по химическому или 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, а 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.

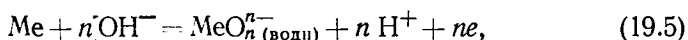
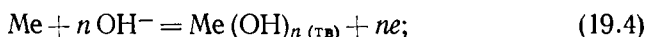
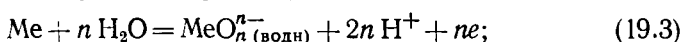
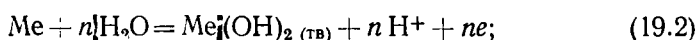
Электродный потенциал

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 соот-

ветствии с решением Международной конвенции в Стокгольме (1953 г.) в гальваническом элементе, составленном из исследуемого электрода и стандартного водородного электрода (СВЭ), электрод сравнения 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.

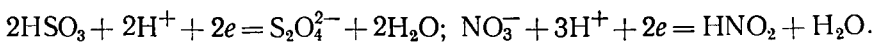
Катодный и анодный процессы при электрохимической коррозии металлов

Электрохимическая коррозия металла в электролите сопровождается двумя сопряженными процессами: переходом ионов металла в электролит с образованием гидратированных ионов и разрядом этих ионов с выделением на поверхности металла нейтральных атомов. Первый процесс называется анодным, второй — катодным. Анодный процесс может быть охарактеризован одним из уравнений вида

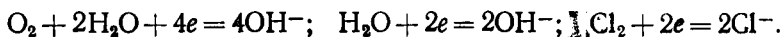


где $\text{Me}_{(\text{водн})}^{n+}$ — растворимые в воде катионы; $\text{MeO}_{n(\text{водн})}^{n-}$ — растворимые в воде оксианионы с определенным числом молекул воды; $\text{Me}(\text{OH})_{n(\text{ТВ})}$ — плохо растворимая твердая гидроокись; ne — число свободных электронов.

Из (19.1—19.5) 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 наиболее распространена и протекает в атмосферных условиях, в группах, 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. 19.1 изображен график, иллюстрирующий изменение электродного потенциала V в зависимости от силы тока I , протекающего в цепи гальванического 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 скорость коррозии фактор. Действительно, если по закону Ома рассчитать силу тока при незамкнутых электродах

$$I_0 = (V_{\kappa 0} - V_{a0})/R, \quad (19.6)$$

то при замкнутых электродах сила тока оказывается меньшей, т. е.

$$I_1 = [(V_{\kappa 0} - \Delta V_{\kappa}) - (V_{a0} - \Delta V_a)]/R, \quad (19.7)$$

где R — сопротивление в цепи; $V_{\kappa 0}$ и V_{a0} — потенциалы катода и анода при незамкнутой цепи; ΔV_{κ} и ΔV_a — смещение потенциалов катода и анода.

Как видно из (19.7), за счет поляризации $I_1 < I_0$. Это и является тормозящим коррозию действием явления поляризации.

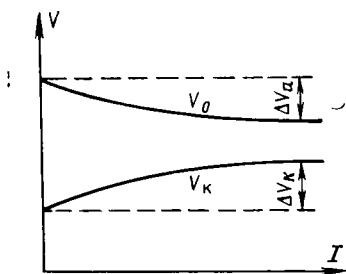


Рис. 19.1. График изменения электродного потенциала

Различают анодную и катодную поляризации. Под анодной понимается поляризация, связанная с замедлением выхода ионов металла в электролит по сравнению с переходом электродов 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_{ao} и V_{ko} 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.

АТМОСФЕРНАЯ КОРРОЗИЯ И ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ ОТ НЕЕ

Трубопроводы, прокладываемые надземно и изолированные от земли токонепроводящими элементами, подвергаются в основном атмосферной коррозии, которая относится к электрохимическому типу. Поэтому скорость ее протекания определяется прежде всего двумя факторами — влажностью от 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_3 , HCl) и твердые частицы (NaCl , Na_2SO_4 и др.). Они увеличивают токопроводность 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 рекомендуется применять жировые смазки (преимущественно в северных условиях), лакокрасочные и другие стойкие покрытия со сроком службы не менее четырех 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 20

ПОЧВЕННАЯ КОРРОЗИЯ И ЗАЩИТА ОТ НЕЕ

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. 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 назы-

ваемое 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 контролирующие 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 контролирующих процессов: катодный контроль при основной роли ионизации кислорода, характеризующийся соотношением

$$\Delta U_k \gg \Delta V_a; \quad (20.1)$$

катодный контроль при основной роли диффузии кислорода

$$\Delta U_k \gg \Delta V_a; \quad (20.2)$$

катодный контроль с водородной деполяризацией

$$\Delta V_k \gg \Delta V_a; \quad (20.3)$$

смешанный катодно-анодный контроль

$$\Delta V_k \approx \Delta V_a; \quad (20.4)$$

катодно-омический контроль

$$\Delta V_k \approx \Delta V_R \gg \Delta V_a. \quad (20.5)$$

Контроль (20.1) возникает при хорошей газопроницаемости грунта, что обеспечивает хороший доступ кислорода. Контроль (20.2) характерен для нейтральной электролитной составляющей грунта; (20.3) — для грунтов, содержащих неокисляющие кислоты; (20.5) — 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 контролирующего процесса. Это позволит правильно назначить метод защиты трубопровода. Проведем некоторые сведения о других факторах, оказывающих влияние на скорость коррозии.



Рис. 20.1. Характер зависимости скорости коррозии m (потери массы металла на 1 м^2 поверхности) от влажности w

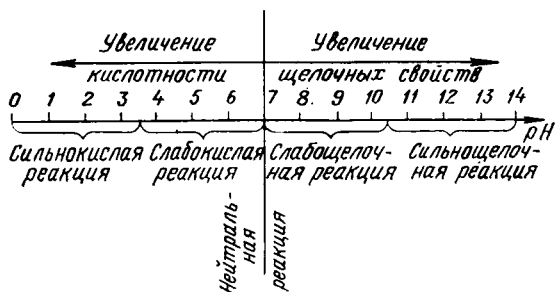


Рис. 20.2. Шкала pH

Влажность грунта 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. 20.1 изображена кривая зависимости скорости коррозии от влажности.

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. 20.2 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 $\text{MgSO}_4 + 4\text{H} = \text{Mg}(\text{OH})_2 + \text{H}_2\text{S} + \text{O}_2$. 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, $\text{H}_2\text{S} + \text{O}_2 = 2\text{H}_2\text{O} + \text{S}_2$. 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.

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. 20.3). 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)

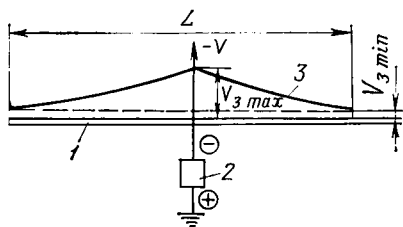


Рис. 20.3. Схема катодной защиты

электрохимической коррозии. В то же время анод (заземление) вследствие активизации анодного процесса интенсивно разрушается. Изображенная на рис. 20.3 кривая 3 характеризует распределение защитной разности потенциалов V в пределах длины участка L (труба — грунт). Наибольшее значение $V_{3 \max}$ 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 $V_{3 \min}$. 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 . Если учитывать и естественный потенциал труба — земля, существовавший до наложения защитного потенциала, то максимально допустимая разность потенциалов труба — земля будет

$$V_{3 \max} = V_e + V_{\max}, \quad (20.6)$$

а минимальная

$$V_{3 \min} = V_e + V_{\min}, \quad (20.7)$$

где V_e — естественная разность потенциалов; $V_{\max}$ и $V_{\min}$ — соответственно максимально и минимально допустимые разности наложенного потенциала.

Исходя из указанных особенностей можно заключить, что предельные значения защитного потенциала ограничиваются значениями, приведенными в табл. 20.1 (ГОСТ 9.015—74).

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—

Таблица 20.1. Значение потенциалов

Разность потенциалов	Допустимые потенциалы по отношению к электроду сравнения, В	
	водородному	медносульфатному
минимальная для всех сред	—0,55	—0,85
максимальная для всех сред:	—0,8	—1,1
трубопроводы с защитными покрытиями		
трубопроводы без покрытия	Не ограничивается	

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 равно $R_{пер}$ переходному сопротивлению R_0 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 зависит от плотности поляризующего тока. Аналитически эту зависимость можно представить в виде

$$R_n = b / (1 + aj), \quad (20.8)$$

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.

средняя плотность тока, $\mu\text{A}/\text{cm}^2$	До 0,05	0,05—0,2	0,2—0,3	0,3—0,4	0,4
коррозионная активность грунта	Низкая	Средняя	Повышенная	Высокая	Очень высокая

Учитывая (20.8), в общем случае переходное сопротивление системы труба — грунт определим как

$$R_{\text{пер}} = R_0 + b/(1 + aj). \quad (20.9)$$

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 $R_{\text{пер}}$ можно определять по (20.9), для третьего нельзя. Однако наиболее достоверным можно считать $R_{\text{пер}}$, определенное по данным натурных 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

$$R_{\text{пер}} = R_{\text{т}} l_{1,2}^2 / l n^2 V_1 / V_2, \quad (20.10)$$

где $R_{\text{т}}$ — продольное сопротивление трубопровода;

$$R_{\text{т}} = 4\rho_{\text{т}}/\pi (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2), \quad (20.11)$$

$\rho_{\text{т}}$ — удельное электрическое сопротивление трубопровода (для стали $\rho_{\text{т}} = 0,135 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$); $D_{\text{н}}$, $D_{\text{вн}}$ — наружный и внутренний диаметры трубы; V_1 и V_2 — разности потенциалов труба — земля в точках 1, 2 (рис. 20.4):

$$V_1 = V_1' + V_{\text{е1}}; \quad (20.12)$$

$$V_2 = V_2' + V_{\text{е2}}, \quad (20.13)$$

V_1' и V_2' — разности потенциалов труба — земля по электроду сравнения (медносульфатному — МСЭ) в точках 1 и 2; $V_{\text{е1}}$, $V_{\text{е2}}$ — естественные разности потенциалов соответственно в точках 1 и 2.

Если в местах измерений накладываются токи других СКЗ, то определение $R_{\text{пер}}$ усложняется; в (20.12) и (20.13) вводятся члены, учитывающие влияние соседних СКЗ.

Переходное сопротивление неизолированных участков трубопровода определяется по формуле

$$R_{\text{пер}} = \frac{\rho_{\text{гр}}}{\pi l_{\text{н. н}}} \ln \frac{l_{\text{н. н}}}{\sqrt{Dh}} + R_{\text{п}}, \quad (20.14)$$

где $\rho_{\text{гр}}$ — удельное электрическое сопротивление грунта; $l_{\text{н. н}}$ — длина неизолированного участка; h — глубина заложения труб; $R_{\text{п}}$ — поляризационное сопротивление 1 м трубопровода. Входящее в (20.14) удельное сопротивление $\rho_{\text{гр}}$ определяют в соот-

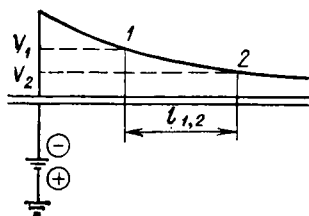


рис. 20.4. Кривая изменения разности потенциалов трубы — земля

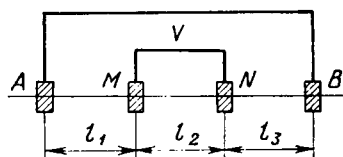


Рис. 20.5. Схема определения удельного сопротивления грунта

в соответствии с ГОСТ 9.015—74 с помощью симметричной четырехэлектродной установки (рис. 20.5) по формуле

$$\rho_{\text{гр}} = KV/I, \quad (20.15)$$

где V — разность потенциалов, измеряемая между приемными электродами M, N, B ; I — сила тока, протекающего через цепь питающих электродов A, B ,

$$K = 2\pi \frac{l_1 l_3 (l_1 + l_2) (l_2 + l_3)}{l_1 l_2 [(l_1 + l_2) + l_3 (l_2 + l_3)]}.$$

Приближенный расчет расстановки станций катодной защиты

Длина участка трубопровода, обслуживаемого одной СКЗ, при известных характеристиках трубопровода и грунта определяется по формуле

$$L = \frac{1}{\alpha} \ln \frac{2\pi y R_{\text{вх}}}{K_{\text{в}} \frac{V_{\text{min}}}{V_{\text{max}}} (2\pi y R_{\text{вх}} + R_{\text{гр}}) - \frac{\rho_{\text{гр}} y}{L K_{\text{в}}}}, \quad (20.16)$$

где α — постоянная распространения тока вдоль трубопровода,

$$\alpha = \sqrt{R_{\text{т}}/R_{\text{пер}}}, \quad (20.17)$$

$R_{\text{т}}, R_{\text{пер}}$ — продольное и переходное сопротивления трубопровода; $R_{\text{вх}}$ — входное сопротивление в точке дренажа,

$$R_{\text{вх}} = 0,5 \sqrt{R_{\text{т}} R_{\text{пер}}}, \quad (20.18)$$

y — кратчайшее расстояние от заземления до трубопровода; $K_{\text{в}}$ — коэффициент взаимодействия соседних СКЗ, равный 0,5; V_{max} и V_{min} — предельно допустимые разности потенциалов.

Уравнение (20.16) решается итерационным способом при исходных известных величинах.

Сила тока в цепи катодной станции определяется по формуле

$$I = \frac{V_{\text{max}}}{R_{\text{вх}} + R_{\text{гр}}/2\pi y}. \quad (20.19)$$

Расстояние анодного заземления до трубопровода оказывает существенное влияние на величину L . Чем больше y , тем больше

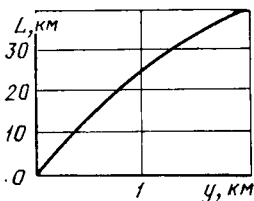


Рис. 20.6. Зависимость длины защищаемой зоны от расстояния до заземлителя

L . Однако чрезмерное увеличение y не дает ощутимого результата; в то же время ток в соответствии с (20.19) 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. 20.6).

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 $R_{\text{пер}}$. Такими точками будем считать точки $x_0, x_0 + \eta, x_0 + 2\eta, \dots, x_n$, (η — длины отрезков трубопроводов, на границах которых известно $R_{\text{пер}}$). Имея в виду известное уравнение

$$\frac{dV}{dx} = -\rho_{\tau} I, \quad (20.20)$$

где ρ_{τ} — удельное продольное сопротивление трубопровода (см. формулу 19.11), и дифференцируя его, получим уравнение

$$\frac{d^2 V}{dx^2} - \frac{R_{\tau}}{R_{\text{пер}}(x)} V = 0. \quad (20.21)$$

Запишем его в конечно-разностном приближении:

$$V_i = V(x_0 + i\eta), \quad V_{i+1} = V_i \left(2 + \eta^2 \frac{\rho_{\tau}}{R_i} \right) - V_{i-1}, \quad (20.22)$$

где $R_i = R_{\text{пер}}(x_0 + i\eta)$. Как видно из (20.22), для определения разности потенциалов в одной точке 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 вдоль трубопровода при нескольких СКЗ имеет вид, изображенный на рис. 20.7, а. Рассмотрим участок трубопровода между двумя соседними СКЗ (рис. 20.7, б).

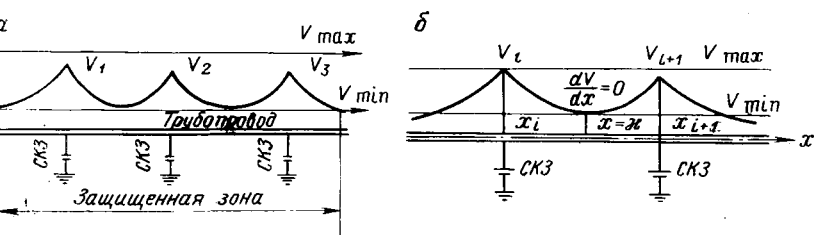


Рис. 20.7. Схема размещения СКЗ

Точки размещения СКЗ являются максимумами V . Найдем точку $x = \kappa$, в которой $V = V_{\min}$. В этой точке касательная к кривой должна быть параллельна оси x , т. е.

$$\left[\frac{dV}{dx} \right]_{x=\kappa} = 0 \quad (20.23)$$

первое граничное условие. В соответствии с данными табл. 1 минимальный защитный потенциал равен $-0,55$ В. Таким образом, второе граничное условие можно записать в виде

$$V_{\min} = 0,55 + V_e, \quad (20.24)$$

где V_e — естественный потенциал. На рис. 20.7, б показаны оба граничных условия. Используя разностную схему для силы тока, можно составить уравнение

$$I_i = \left(\frac{1}{\eta \rho_T} + \frac{\eta}{R_i} \right) V_i - \frac{2}{\eta \rho_T} V_{i+1}. \quad (20.25)$$

Рассмотрим произвольный участок трубопровода (x_i, x_{i+1}) и определим для него параметры электрозащиты. Согласно изображенному токораспределению 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 (20.22) и (20.25). Поскольку значения потенциалов левой и правой ветвей в точке пересечения должны совпадать, координата станции x_i^* для защитной зоны (x_i, x_{i+1}) будет найдена из уравнения

$$V(x, \kappa = x_{i+1}) = V(\kappa = x_i, x), \quad (20.26)$$

где κ — координаты точки с минимальным защитным потенциалом.

Распределение потенциалов и токов описывается кривыми, изображенными на рис. 20.8, а и 20.8, б соответственно. Ток СКЗ будет складываться из тока правого и левого плечей защитной зоны:

$$I(x_i^*) = I(\kappa = x_i, x = x_i^*) + I(x = x_i^*, \kappa = x_{i+1}). \quad (20.27)$$

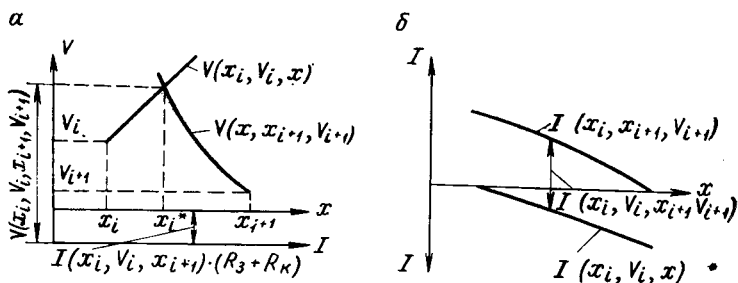


Рис. 20.8. Схема к определению параметров электрозащиты

Хотя в общей цепи катодной защиты имеется несколько последовательных участков падения напряжения, практически значение для расчета имеют почти всегда три из них: падение напряжения на переходном сопротивлении между землей и трубопроводом, падение напряжения на сопротивлении растекания тока с анода и падение напряжения в соединительных проводах:

$$V(x_i^*) = V(x = x_i^*, x_i, x_{i+1}) + I(x_i^*) (R_z + R_k), \quad (20.28)$$

где R_z , R_k — сопротивления соответственно анодного заземления и соединительных кабелей.

Таким образом, если уравнение (20.28) имеет решение, то это решение представляет собой координату СКЗ для защитной зоны (x_i, x_{i+1}) . Уравнение (20.28) 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 (20.22) сходится к точному решению уравнения (20.21) при шаге $\eta < 1$. Так как трасса имеет значительную протяженность $l \gg 1$, удобно перейти к безразмерным координатам. Для этого необходимо сделать замену переменной

$$\xi = x/l \quad (20.29)$$

и рассматривать на отрезке 0,1 решение уравнения

$$\frac{1}{l^2} \frac{d^2 V}{d\xi^2} - \frac{r}{R(\xi)} V = 0. \quad (20.30)$$

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.

Глава 21

ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ ОТ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ 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. 21.1. 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 K). 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 ток на трубопровод не оказывает. Дойдя до места нарушения сплошности изоляции (зона A), ток выходит в грунт и по нему возвращается в рельсы. Зона A является анодом и поэтому подвергается интенсивному электрохимическому коррозионному разрушению. Если не предусмотреть своевременно защитные меры, то в зоне A 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

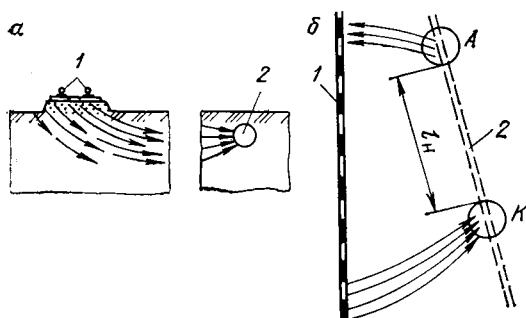


Рис. 21.1. Схема движения тока между электрифицированной железной дорогой и трубопроводом:

а — профиль; б — план

электродных реакций (попеременно катод — анод — катод и т. д.).

Прежде чем решать вопрос о защите трубопровода от коррозии блуждающими токами, необходимо установить их наличие в районе предполагаемого строительства.

ГОСТ 9.015—74 рекомендует два метода определения блуждающих токов: 1) по результатам измерения разности потенциалов между уже проложенными протяженными металлическими 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.

ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ БЛУЖДАЮЩИМИ ТОКАМИ

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);

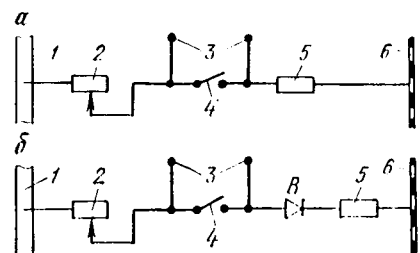


Рис. 21.2. Электрические схемы дренажа

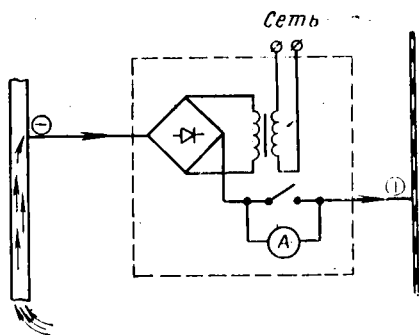


Рис. 21.3. Схема усиленного дренажа

электрическое секционирование трубопровода; выбор такой трассы трубопровода, при которой в зону действия блуждающих токов попадает 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 те меры борьбы с рассматриваемым видом электрохимической коррозии, которые могут и должны быть предусмотрены и выполнены при проектировании и строительстве трубопроводов.

Существует несколько видов электродренажа: прямой, поляризованный, усиленный.

Прямой называют дренаж, при котором ток может идти в любом направлении, т. е. из рельсов в трубопровод и наоборот. Электрическая схема прямого дренажа изображена на рис. 21.2, а. В состав цепи прямого дренажа входят 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: $I_T = \Delta V_{ср} / (R_T l_{и})$, где $\Delta V_{ср}$ — среднее значение падения напряжений на измеряемом участке трубопровода $l_{и}$; R_T — сопротивление 1 м трубы.

Поляризованный 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. 21.2, б).

Таблица 21.1. Характеристика дренажных установок

Тип дренажной установки	Номинальный дренажный ток, А	Чувствительность, В	Дополнительные характеристики	Размеры, см	Масса, кг
В е н т и л ь н ы е (п о л я р и з о в а н н ы е)					
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
К о м б и н и р о в а н н ы е					
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	—
А в т о м а т и ч е с к и е (у с и л е н н ы е)					
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	100

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 могут быть расположены в необходимых местах и подключены к соединительному кабелю. Сила тока дренирования, обеспечиваемого различными поляризованными электродренажами, может достигать 300 А (табл. 21.1).

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. 21.3). Тем самым достигается более эффективная защита трубопровода. Для этой цели используют СКЗ, подключая отрицательный полюс ее к защищаемому сооружению, а положительный — к рельсам.

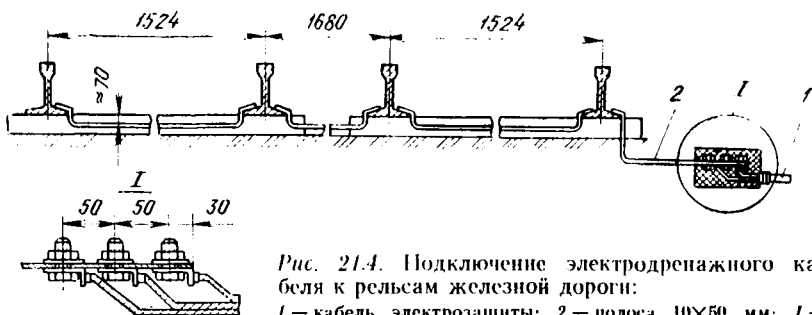


Рис. 21.4. Подключение электродренажного кабеля к рельсам железной дороги:
1 — кабель электрозащиты; 2 — полоса 10×50 мм; 1 — соединение кабеля с полосой

Промышленностью серийно изготавливаются установки (см. табл. 21.1) 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 траншей 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. 21.4 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.

СТАНЦИИ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ И АНОДНОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ

Одна из возможных электрических схем катодной защиты изображена на рис. 21.5. Основные ее элементы: источник постоянного тока, контрольно-измерительная аппаратура, переключо-

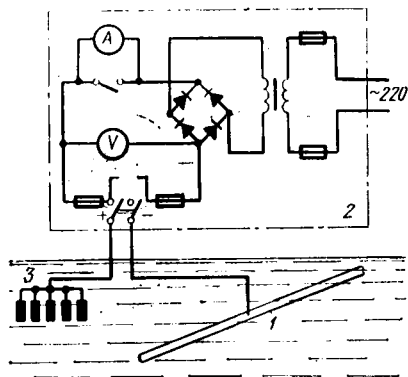


Рис. 21.5. Электрическая схема катодной защиты:
1 — трубопровод; 2 — источник тока; 3 — анодное заземление

чающие и регулирующие приборы, токопроводящая сеть к трубопроводу и анодному заземлителю. Источником постоянного тока служит, 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 полупроводниковомагнитные усилители. Станция КЗ собирается в ящике, на задней стенке которого смонтированы счетчики, клем-

мники для подключения проводов от трубопровода и анодного заземлителя.

Основные характеристики СКЗ приведены в табл. 21.2. 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 в соответствии с характером механизма электрохимической коррозии происходит интенсивное разрушение материала заземлителя. Поскольку срок эксплуатации трубопроводов достаточно длителен, то для бесперебойной работы катодной защиты требуются материалы, которые бы плохо разрушались. Такие заземлители изготовляют 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

$$R_a = \frac{\rho_{гр}}{2\pi l} \ln \frac{4l}{d_a},$$

Таблица 21.2. Характеристика СКЗ

Тип	Мощность, Вт	Пределы регулирования		Пита
		напряжения, В	силы тока, А	
KCC-150-61	150	2,5—25	6,25—12,5	От сети 1 и 220 В
KCC-30-61	300	3,5—30	12,5—25	То
KCC-600-61	600	3—30	25—50	»
KCC-1200-61	1200	3—30	50—100	»
KГC-500-1	500	10—50	10	»
KГC-1200-1	1200	10—60	20	»
KC-400	400	10—40	10	»
СКЗ	5500	0—50	10—120	От сети 2
СКСУ-150	150	12—24—48	3—6—12	То
СКСУ-300	300	12—24—48	6—12—24	»
СКСУ-600	600	12—24—48	12,5—25—50	»
СКСУ-1200	1200	12—24—48	25—50—100	»
АСКЗ-62	600	30	20	»
СКСА-1200	1200	2—48	25—100	»
AKC-1	1000	—	—	»

Таблица 21.3. Удельное сопротивление грунта $\rho_{гр}$, Ом·м

Вид грунта	При атмосферных осадках до 250 мм/год	При атмосферных осадках до 500 мм/год
Почва	20—50	2—10
Глина	10—100	5—20
Песок	1000	30—300
Известняк пористый	1000	30—300
Гравий	1000	100—1000

где $\rho_{гр}$ — удельное сопротивление грунта; l — длина анода; d_a — его диаметр.

При горизонтальном расположении анода

$$R_a = \frac{\rho_{гр}}{2\pi l} \ln \frac{l^2}{d_a h},$$

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 солей. Поэтому заземлители размещают на участках и глубине, обеспечи-

Таблица 21.4. Характеристики железокремнистых анодов

Тип	Конструкция	Диаметр, длина, мм	Масса, кг	Рабочая поверхность, см
АКО-1	Цилиндрическая отливка, армированная стальной трубой и стержнем	80, 1400	54	3600
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

Таблица 21.5. Характеристика графитированных анодов

Тип	Конструкция	деталь
ГЗ-1-57	С нарезкой торца для ввинчивания графитированной головки	Графитированная головка
ГЗ-2-57	Контакт в ниппеле	Ниппель
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

Таблица 21.6. Некоторые характеристики анодных материалов

Характеристика	Магн
Плотность, г/см ³	1,7
Удельное электрическое сопротивление, Ом·мм ² /м	0,04
Электродный потенциал (по водородному электроду сравнения), В	—2,
Электрохимический эквивалент, А·ч/кг	220

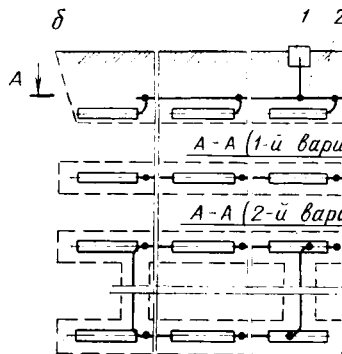
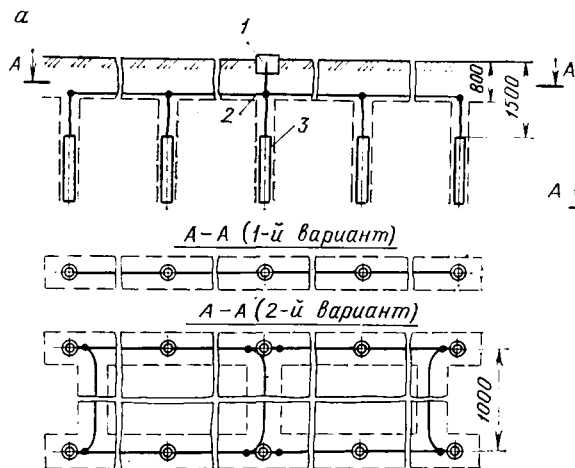


Рис. 21.6. Групповые анодные заземления:
1 — контактное устройство; 2 — кабель; 3 — анод

вающей наименьшее удельное сопротивление грунта (табл. 21.3). В табл. 21.4 приведены данные о железокремнистых анодах, а в табл. 21.5 — о графитированных.

Электроды обычно устанавливают в один (1-й вариант) или в два (2-й вариант) ряда параллельно трубопроводу, вертикально (рис. 21.6, а) или горизонтально (рис. 21.6, б).

Для устойчивой работы анодного заземлителя необходимо, чтобы переходное сопротивление всех электродов заземления R_a в наиболее сухой период было: $R_a \leq 50/I$. Число электродов заземления определяют по формуле, учитывающей затраты на катодную защиту,

$$n = I \sqrt{51 R_{\text{е1}} \omega_3 / (\omega_a \eta_{\text{э}} \eta_{\text{и}})},$$

где I — ток в цепи катодной станции в конце расчетного периода; $R_{\text{е1}}$ — переходное сопротивление одного анода; ω_3 , ω_a — соответственно стоимость 1 кВт·ч электроэнергии и стоимость одного электрода; η , $\eta_{\text{э}}$, $\eta_{\text{и}}$ — соответственно коэффициенты полезного действия станции, экранирования и использования анода.

Анодное заземление устраивают следующим образом. Роят 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 мелкозернистым коксом и утрамбовывают. К электродам подключают дренажный кабель, тщательно изолируют изоляцией усиленного типа места подключения кабеля.

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.

ПРОТЕКТОРНАЯ ЗАЩИТА

К электрохимическому виду защиты трубопровода от коррозии относится так называемая протекторная защита, в основу которой положен принцип работы гальванического элемента. Ранее 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 электрод-

Таблица 21.7. 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	—

ным потенциалом по сравнению с потенциалом защищаемого металла.

В табл. 21.6 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 магниевые сплавы МЛ-4 и МЛ-5 (табл. 21.7).

Расчет протекторной защиты

При расчете должна быть определена длина участка трубопровода, защищаемого одиночным протектором или группой протекторов. Рассмотрим схему, изображенную на рис. 21.7. 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 допустимой $V_{\max}$. По мере удаления от точки *O* эта разность будет уменьшаться. В точках *m*, *n* она станет равной минимально допустимой $V_{\min}$. Расстояние L_1 между точками *m* и *n* можно считать максимальной длиной участка трубопровода, защищаемого одним протектором. Пусть электродная разность потенциала протектора по отношению к электроду сравнения $V_{\text{пр}} \leq V_{\max}$, переходное сопротивление одиночного протектора $R_{\text{п. пр}}$; $R_{\text{вх}}$ — входное сопротивление трубопровода, т. е. сопротивление, оказываемое трубопроводом, имеющим на изоляции повреждения, входящему в него току, $R_{\text{с. пр}}$ — сопротивление кабеля, соединяющего протектор с трубопроводом. Тогда, учитывая естественную разность потенциалов труба — земля V_e , силу тока протектора, найдем по закону Ома

$$I_{\text{пр}} = (V_{\text{пр}} - V_e) / (R_{\text{п. пр}} + R_{\text{вх}} + R_{\text{с. пр}}).$$

Отметим, что $V_{\text{ср}}$ и V_e определяются по одному и тому же электроду сравнения (медносульфатному или водородному).

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

$$j_n = kV_{\min}/R_{\text{пер}},$$

где $k=1,2-1,3$ — коэффициент неравномерности распределения разности потенциалов труба — грунт вдоль трубопровода; $V_{\min}=0,85$ В (по медносульфатному электроду сравнения); $R_{\text{пер}}$ — переходное сопротивление трубопровод — грунт.

Две последние формулы позволяют определить число N необходимых одиночных протекторов на участок определенной длины или длину участка L_1 , защищаемого одним протектором:

$$N = Lj_n/I_{\text{пр}};$$

$$L_1 = I_{\text{пр}}/j_n.$$

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

$$I_{г. пр} = (V_{\text{пр}} - V_e)/(R_{\text{пер. г}} + R_{\text{вх}} + R_{с. пр}).$$

где $R_{\text{пер. г}}$ — переходное сопротивление группы протекторов.

Первоначально определяют приближенное число протекторов в группе, необходимое для защиты участка длиной L :

$$N_{г} = Lj/(0,6I_{\text{пр}}),$$

где 0,6 — ориентировочный коэффициент взаимовлияния протекторов в группе. Далее определяют $R_{\text{пер. г}} = R_{\text{пер}}/N_{г}$.

Одной из важнейших расчетных характеристик является срок службы протектора T , который зависит от массы протектора $Q_{\text{пр}}$, электрохимического эквивалента материала протектора q , коэффициентов использования протектора $\eta_{\text{и}}$ и его к. п. д. $\eta_{\text{пр}}$, а также средней силы тока протектора $I_{\text{пр. ср}}$ или группы протекторов $I_{г. ср}$:

$$T = Q_{\text{пр}}d\eta_{\text{и}}\eta_{\text{пр}}/(8760I_{\text{пр. ср}}).$$

Протекторы выполняют в форме цилиндрического стержня (табл. 21.8).

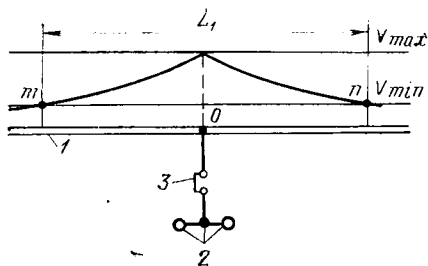


Рис. 21.7. Схема протекторной защиты

Таблица 21.8. 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. 21.6. Коэффициент η_i 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

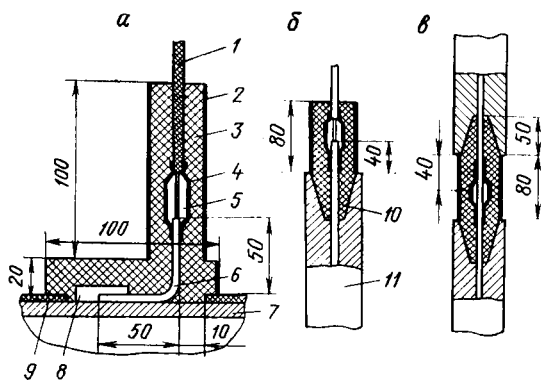
Сооружение протекторной защиты включает следующие основные операции: устройство скважин диаметром 25—30 см на глубину, превышающую глубину промерзания грунта; присоединение к протектору кабеля сечением 3—5 мм²; подготовку протектора к установке в скважину; установку протектора в скважину; прокладку соединительного 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. 21.9). На этой основе приготовляют водный раствор пастообразной консистенции. Составы 1,2 применяют при удельном сопротивлении грунта более 20 Ом·м, состав 3 — менее

Таблица 21.9. 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

Рис. 21.8. Монтажные узлы соединений 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



20 Ом·м. Протектор обмазывают заполнителем и устанавливают по центру скважины. Затем оставшееся пространство между стенкой скважины и протектором заливают заполнителем, закрывая торец протектора на 15–20 см.

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. 21.8). Для регулировки работы протектора в соединительный кабель включают шунт, регулируемое сопротивление и размыкатель цепи.

Раздел VII

Охрана окружающей среды при строительстве трубопроводов¹

Охрана окружающей среды при строительстве и эксплуатации магистральных трубопроводов — одна из важнейших задач, от правильности решения которой зависит не только сохранность природной среды, но и в значительной мере надежность самих трубопроводов. Именно это обстоятельство и нужно учитывать прежде всего как в процессе строительства, так и в период эксплуатации трубопроводов. Мероприятия по охране окружающей среды не могут быть разовыми, после выполнения которых не требуется больше заниматься природоохранной проблемой. Охрана окружающей среды начинается одновременно с началом строительства трубопровода и осуществляется в течение всего периода его эксплуатации. §

При разработке мероприятий по охране окружающей среды, проектировании, строительстве и эксплуатации промышленных объектов, в том числе и магистральных трубопроводов необходимо руководствоваться основополагающими документами, определяющими общие требования и цели по охране почв, воздушного бассейна, рек и водоемов, растительности и животного мира.

При строительстве промышленных объектов запрещается применение таких методов работ, которые могут привести к стойким или необратимым вредным последствиям для окружающей среды, включающей ландшафтные, почвенные, водные и растительные ресурсы, воздух и животный мир; запрещается применение технологий в проектируемых и сооружаемых объектах, которые могут оказывать длительное неблагоприятное воздействие на окружающую среду; требуется предусматривать в проектах необходимые защитные сооружения, конструкции и технологии, которые обеспечили бы минимальные вредные воздействия на окружающую среду в период строительства и эксплуатации промышленных объектов, в том числе и трубопроводов. В соответствии с этими основными требованиями мероприятия по охране окружающей среды при строительстве и эксплуатации трубопроводов должны быть направлены на предотвращение и уменьшение вредных воздействий в процессе строительства газопровода и в период его эксплуатации.

¹ Раздел написан Н. П. Бородавкиной.

ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ В ПЕРИОД СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ

ПЕРИОД СТРОИТЕЛЬСТВА

Чередование вдоль трассы трубопроводов природных условий, рельефа, ландшафта и грунтов, гидрогеологических условий, наличие множества мелких речек и ручьев, отсутствие вдоль трассы дорог обуславливают при прокладке трубопроводов весьма активное вмешательство в природу. Восстановление ее начального состояния, сложившегося веками, практически невозможно. Именно это обстоятельство часто используют для оправдания многих нарушений состояния окружающей среды. Опыт строительства ряда трубопроводов показывает, что многие нарушения — следствие небрежного отношения к окружающей среде в процессе строительства. Поэтому перед началом строительства и при строительстве должна проводиться разъяснительная работа по проблеме охраны природы в зоне строительства трубопроводов.

Воздействия при устройстве строительной полосы. Строительная полоса — необходимый элемент технологии строительства. При ее устройстве в полосе значительной ширины (в соответствии с данными СНиП) сводится лес, выравнивается поверхность грунта, выкорчевываются пни, а на поперечных уклонах устраивают полку, которая собственно и является строительной полосой. Основным ущербом окружающей среде при устройстве строительной полосы является образование открытой грунтовой поверхности, легко поддающейся эрозии, выветриванию, размыву и т. п. Поэтому размеры строительной полосы должны сводиться до возможного минимума. В этом следует руководствоваться принципиальным требованием: не легкость технологии строительства должна доминировать при прокладке трубопровода, а уменьшение ущерба окружающей среде. Соответственно этому требованию должна быть подчинена и технология строительства газопровода, ориентирующаяся на уменьшение ширины строительной полосы. Известно, что в некоторых странах ширина полосы отвода составляет 8 м, что в 2—3 раза меньше, чем в СССР. Следует отметить, что чрезмерное увеличение ширины полосы строительства вредно отражается и на условиях эксплуатации самого трубопровода. Излишняя вырубка леса, особенно на продольных и поперечных уклонах, ведет к интенсивной эрозии грунта, образованию промоин, оврагов и в конечном счете к оголению трубопровода. Срезка грунта в пределах полосы оказывает исключительно неблагоприятное влияние на изменение устойчивости склонов. Нарушение естественного равновесного состояния склонов может привести к образованию уже в период эксплуатации оползней, в том числе

и на скальных грунтах, о чем свидетельствует и опыт эксплуатации ряда трубопроводов. Таким образом, основными видами вредных воздействий на окружающую среду при устройстве строительной полосы являются сведение леса, срезка грунта, нарушение путей естественных водотоков, создание искусственных перемычек естественных водотоков, снижение запаса устойчивости склонов.

Воздействия при устройстве полков на косогорах. Все действия, связанные с устройством так называемых полков имеют исключительно неблагоприятные последствия для природы. При устройстве полки лес повреждается или уничтожается на ширине значительно большей, чем необходимо по условиям строительства. Опыт показывает, что ширина зоны повреждаемого леса превышает ширину полосы строительства в 2—8 раз. Это свидетельствует о небрежном отношении строителей к природе и главное о неправильной (с точки зрения охраны природы) технологии строительства. При устройстве полков, особенно в скальных грунтах, часто применяют взрывные работы. Особенно вреден и опасен для окружающей среды (как живой, так и неживой) взрыв на выброс, когда в пробуренные скважины закладывают мощные заряды ВВ и взрывают их. Огромные глыбы и камни разлетаются на сотни метров, повреждая или уничтожая растительность. Оглушительные взрывы разгоняют зверей и птиц из ореалов их обычного расселения. Как показали исследования, взрывы на длительный период прекращают выведение потомства. Такого рода ущерб вообще оценить невозможно, так же как и предвидеть последствия для существования редких видов животных.

Воздействия при выполнении строительного-монтажных работ. При выполнении строительного-монтажных работ, связанных с доставкой труб на трассу, сваркой их в нитку, изоляцией и укладкой, окружающая среда может подвергаться следующим видам воздействий.

Устройство временных дорог. Даже название «временная» показывает, что отношение к ней, по крайней мере, небрежное. Сооружается дорога без каких-либо мероприятий по ее улучшению, интенсивно эксплуатируется по временной схеме, а затем остается без рекультивации ландшафта. В результате вдоль дороги начинаются разрушительные процессы в грунте. Образуются канавы, овраги. Как правило, после окончания строительных работ, работы по стабилизации разрушенного дорогой ландшафта не производятся.

Захламление зоны строительства. Это воздействие не только ухудшает общий вид местности, но в зависимости от химического состава неубранных отходов производства (нефтепродукты, сливаемые в грунт, куски труб, остатки изоляционной ленты) губит природу. Однако в составе строительных колонн, работающих по поточному принципу, даже нет технологического звена, основное назначение которого — сбор мусора и отходов.

Слив воды из внутренней полости трубопровода после проведения гидравлических испытаний. Вода, заполняющая полость трубопровода, насыщается ржавчиной и содержит значительное количество мусора. При выпуске из труб, если не принять специальных мер, вода загрязняет местность, стекает в ручьи и реки. Основная рыба горных рек — форель — очень чувствительна к такого рода загрязнениям. Форель покидает загрязняемые участки рек и долго в них не возвращается. Кроме того, от воды, загрязненной ржавчиной, окалиной и т. п., погибают рачки, основной корм форели, что отрицательно сказывается на поддержании оптимальной для рек численности рыбного стада.

ПЕРИОД ЭКСПЛУАТАЦИИ

Проектом должны предусматриваться защитные меры по сохранению окружающей среды не только при строительстве, но и при эксплуатации газопровода. В это время вредные воздействия принимают затяжной, скрытый характер. Внешне они могут вначале не проявляться, но через некоторое время после ввода газопровода в эксплуатацию на тех или иных участках происходят резкие нарушения в состоянии окружающей среды.

Активизация оползней. Оползни характерны для горных ландшафтов. До начала строительных работ они, как правило, имеют скрытый характер. И только внешние признаки, такие как трещины в грунте, «пьяный лес», осыпи, свидетельствуют о том, что грунты в этом районе находятся в состоянии предельного равновесия. Любое вмешательство в такие массивы приводит, как правило, к активизации их как оползней. В период эксплуатации этому способствуют продольные и поперечные перемещения труб в грунте под воздействием внутреннего давления и температуры, а также вибрации труб от движения газа. Перемещение грунта вдоль труб приводит к их оголению на продольных уклонах. Перемещение грунта поперек труб — наиболее опасное силовое воздействие грунта на трубопровод — обычно приводит к разрушению труб. Одновременно оползень — мощное вредное воздействие на природу. До некоторого времени медленно перемещающийся оползень движется вместе с трубой. Часто этот процесс визуально незаметен, но энергия оползня накапливается, в стенках труб растут напряжения. Наступает момент, когда становится неизбежным быстрое обрушение грунта. Оползень разрушает не только трубопровод, но и все ниже находящиеся объекты — лес, постройки, засыпает речки и т. п.

Аварийные сбросы газа и систематические утечки. Под аварийными понимаются сбросы газа в окружающую среду при разрывах труб. Как правило, при этом происходит взрыв и возгорание газа. Растительность и животный мир при этом уничтожаются на площади в несколько десятков гектаров. Опыт

эксплуатации трубопроводов показывает, что при разрывах в атмосферу уходит около 3 млн. м³ газа при диаметре труб 700—1400 мм. Кроме того, очень длительное время происходит так называемая трансформация газа, т. е. растекание его по местности, смешивание с воздухом до взрывобезопасных концентраций, а также до концентраций, не представляющих опасности для живой природы. Такие компоненты газа, как метан (CH₄), этан (C₂H₆), углекислый газ (CO₂) даже в незначительных примесях в воздухе угнетают растительность, особенно горную — пихту, сосну, ель, березу, сильно снижается урожайность пшеницы, кукурузы, ячменя, клевера, люцерны. Попадание газа в атмосферу имеет место и при малых повреждениях труб. Особенно часты образования сквозных повреждений в виде «свищей», достигающих, как показали обследования горных газопроводов, размеров от 0,1 до 1—2 см. Через них выходят тысячи кубических метров газа, собирающихся часто в котловинах, ложбинах. Так, газы, имеющие плотность по воздуху более 1 (для двуокиси углерода CO₂ γ=1,53; этана C₂H₆ γ=1,05; пропана C₃H₈ γ=1,5; сероводорода H₂S γ=1,2), скапливаются у поверхности грунта. При этом возможны возгорания газа, отравления животных, птиц.

Пожары. По данным газовой инспекции Мингазпрома, около 80% от общего числа аварий, связанных с выходом газа, сопровождается пожарами. Выгорает лес, кустарник, гумус почвенного слоя, полностью погибают животные, находящиеся в зоне пожара. Причем размеры площади, охваченной пожаром, зависят от состояния погоды, степени сухости лесов, направления ветров и т. п.

Глава 23

МЕРЫ ПО ЗАЩИТЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

- ✓ Охрана окружающей среды при строительстве и эксплуатации магистрального газопровода включает комплекс мер, обеспечивающих в процессе строительства и эксплуатации как конструктивные и технологические мероприятия, так и соответствующие методы выполнения работ и соблюдение режима эксплуатации. Прежде всего как строители, так и эксплуатационники должны понимать, что обеспечение наилучших условий для окружающей среды является одновременно и гарантией создания наиболее благоприятных условий для работы самого газопровода. ✓

Выбор трассы. Выбор трассы представляет большие возможности для уменьшения числа вредных воздействий на окружающую среду. Как правило, выбор трассы производят по минимуму приведенных затрат. Однако в затраты не включают дополнительные расходы, связанные с охраной окружающей среды. Поэтому стоимость строительства 1 км газопровода полу-

чается меньшей, а значит при поиске оптимального варианта трассы появляется возможность прохождения трассы по более сложным участкам местности с точки зрения как выполнения строительных работ, так и затрат на эксплуатацию. Удорожание стоимости строительства и эксплуатации всегда приводит либо к укорочению трассы, либо к принятию конструктивных решений, обеспечивающих более надежную работу трубопровода. Одно из основных мероприятий, уменьшающих вмешательство строительства в естественное состояние окружающей среды,— это прохождение трассы по водораздельным участкам, необлесенным территориям, вдали от рек и водоемов. При выборе окончательного варианта трассы, т. е. детальной ее прокладки на местности, очень важно определить все участки, которые могут быть отнесены к оползневым. С точки зрения охраны окружающей среды должны быть выделены зоны обитания животных, занесенных в Красную книгу мира или СССР, с тем чтобы принять решение о прохождении трассы за пределами этих зон. Должны быть определены возможности выноса трассы за пределы заповедных территорий и заказников. Территории, относящиеся к ореалам распространения реликтовых или иных растений, произрастающих только в данном районе, также не должны подвергаться воздействию строительно-монтажных работ. Все названные местные условия должны быть зафиксированы на рабочих чертежах с указанием специальных требований по выполнению работ при прокладке газопровода. При детальном обследовании трассы необходимо включить в состав изыскательских групп лиц, знающих местные условия и требования к природоохранным мероприятиям.

Пересечения водотоков (рек, речек, ручьев). Наименьший вред окружающей среде наносится при пересечении водотоков по надземной схеме. При этом исключаются такие воздействия, как нарушение склонов и подходов к руслу водотока; нарушение естественного руслового процесса, что бывает особенно интенсивным при строительстве; нарушение естественного образа жизни рыб, наименьшее воздействие на их размножение и сохранность популяции; сохранение и улучшение общего вида местности. Наиболее эффективной в данном случае является безопорная прокладка газопровода. Безопорная прокладка труб диаметром 1400 мм возможна по схеме без растяжек и с растяжками. Растяжки применяются при длине трубы между выходом и входом в грунт более 30—40 м. Число растяжек и места их установки, способы крепления определяются расчетом. Пересечение крупных горных рек должно осуществляться только по надземной схеме. Причем опоры, устанавливаемые в пойме реки, должны размещаться за пределами действующего русла. Это условие определяется требованием невмешательства в русловый процесс, что способствует как сохранению естественного руслового процесса и образа жизни обитателей водотока, так и наиболее благоприятных условий для сооруже-

ния опор и самого трубопровода. Подвешивание трубопровода между береговыми опорами может осуществляться по любой конструктивной схеме (арка, подвесная конструкция, самопровисающая нить и т. п.). Особое внимание можно уделить малоприменяемой, но весьма целесообразной схеме — провисающая нить.

Прокладка в тоннелях в горных условиях наиболее предпочтительная с точки зрения охраны как природы, так и самого газопровода. Тоннели должны получить более широкое применение, особенно при пересечении различного рода перевалов. Тоннели позволяют до минимума уменьшить ущерб ландшафту, живой природе, полностью исключают устройство строительной полосы, полук, взрывные работы на «выброс» и т. п. При оценке затрат на строительство тоннелей следует учитывать те убытки, которые причиняет процесс строительства окружающей среде, а также существенное повышение уровня надежности газопровода. Возможность систематического контроля за состоянием труб, защиты их от внешних воздействий, а также обеспечения свободных продольных деформаций делает схему прокладки в тоннелях исключительно благоприятной как для окружающей среды, так и для работы самого газопровода. При принятии решения о строительстве тоннелей должны быть обусловлены меры, до минимума сводящие ущерб природе, связанный со строительством самого тоннеля. Это прежде всего уборка разрабатываемого в тоннеле грунта. Должны быть заранее определены места его свалки, способы транспортировки, устройство временных подъездных дорог и т. п.

Оползни. Обрушение оползней приводит к наиболее значительным нарушениям состояния окружающей среды. Поэтому мероприятия по уменьшению этих нарушений должны выполняться постоянно, начиная с проектирования и до окончания срока эксплуатации газопровода. Главное в этих мероприятиях заключается в своевременном обнаружении оползневого массива, определение его плановых очертаний и глубины, скорости оползания, коэффициента запаса устойчивости. На основании собранных данных определяется вероятность обрушения оползня и время, когда это произойдет. Конечно, если в процессе изысканий или даже строительства будет обнаружен оползень, даже потерявший подвижность, прохождение его газопроводом категорически не допускается. Это диктуется как условием сохранения окружающей среды, так и, главное, условием безопасной работы самого газопровода. Как правило, обрушение оползня сопровождается разрывом труб, взрывом газа, пожарами. Оползень лучше всего обходить ниже поверхности его скольжения, т. е. у подошвы. Нельзя прокладывать газопровод выше оползня, так как начавшийся процесс разрушения склона будет распространяться вверх и через некоторое время дойдет до трубопровода. В процессе эксплуатации газопровода, как показывает опыт, оползни образуются вновь или активизируются

не обнаруженные при изысканиях и строительстве. Закрепление больших оползневых масс нецелесообразно и вряд ли возможно. Поэтому при обнаружении таких оползней нужно, сделав прогноз его развития, начинать работы по вынесению участка газопровода из оползня к его подошве. После окончания строительства нового участка участок газопровода из оползня не удаляется. Он обеспечивает существенное увеличение устойчивости оползня и может предотвратить его сползание. За всеми оползневыми участками организуется регулярное наблюдение по реперам, установленным в оползне и в коренном неподвижном грунте. Одновременно с этим выполняется аэрофотосъемка оползневых участков с целью контролирования их состояния — скорости перемещения, размеров и т. п.

Продольные уклоны. Укладка газопровода при продольных уклонах $\alpha \geq \varphi$ (φ — угол внутреннего трения грунта), как показывает опыт эксплуатации горных газопроводов, сопровождается оползанием грунта в траншее и оголением труб. Это приводит к последующему быстрому размыву грунта дождевыми стоками. Поэтому при засыпке траншей на продольных уклонах $\alpha \geq \varphi$ следует устраивать перемычки через каждые 15—20 м. Опыт показывает, что это мероприятие способствует сохранению засыпки, которая зарастает травой и кустарником.

Строительство полков. Рассмотрим основные мероприятия по предотвращению вредного воздействия полков на окружающую среду. Вынесение трассы на водоразделы полностью исключает строительство полков. Прохождение трассы по долинам и свободным от воды поймам рек практически полностью исключает строительство полков. Прокладка газопровода в тоннелях позволяет во много раз сократить длину газопровода, исключает полки и улучшает условия работы газопровода. В тех случаях, когда нельзя осуществить строительство по перечисленным способам, размеры полков нужно уменьшить до возможного минимума, а именно: ширина их при диаметре трубы 1400 мм не должна быть тоньше 8 м, труба должна укладываться в траншею, устраиваемую непосредственно у откоса. Не нужно предусматривать так называемых «кюветов», которые сами становятся путями сосредоточенного движения воды, размыва грунта и оголения труб. Нельзя в горах применять те же технологические схемы, что и на равнине. Важным условием сохранения животного и растительного мира является полный запрет взрывов на выброс. И вообще взрывные работы должны быть сведены до минимума. Необходимо применять методы разрыхления породы специальными ВВ, медленно разрушающими породу после заполнения ими шпуров. Должно быть полностью запрещено сбрасывание грунта, особенно скального, вниз склонов. Разрабатываемый грунт должен доставляться в специально отведенные места, где он будет улучшать условия существования окружающей среды. Например, укладывать грунт у подножья осыпей, оползней и т. п.

Временные дороги. Все мероприятия защитного характера в основном такие же, как и при строительстве полков. Кроме того, временные дороги должны быть запроектированы заранее.

Испытания трубопроводов. При испытании трубопровода водой должны быть точно определены места водозабора и слива воды из труб после испытания. Заполнение труб водой не должно приводить к уменьшению стока в реке, откуда берется вода, более чем на 10%. Особое внимание должно обращаться на поиск мест слива использованной воды. Категорически недопустимо сливать ее в горные реки, вода которых используется для питья жителями городов и сел, расположенных ниже по течению, а также в реки, в которых размножается форель и другие виды рыб горных рек. Наиболее правильный путь — поиск или искусственное создание отстойников, откуда вода не могла бы длительное время попасть в реки. Испытание газопровода газом, безусловно, запрещается, а воздухом или водой, особенно на трассе, имеющей пилообразный характер, должно проводиться при условии, что будут исключены разрушения газопровода лавинного характера. С этой целью через определенные расстояния по трассе газопровода должны устанавливаться гасители лавинных разрушений. Это прежде всего относится к прямолинейным протяженным участкам газопровода.

Установка отсекающей арматуры (кранов). Установка отсекающей арматуры (кранов) в горных условиях должна осуществляться с учетом рельефа местности, количество газа, попадающего в котловины должно быть минимальным. То же требование относится и к защите ущелий от попадания в них больших количеств газа при разрушении труб в любом месте ущелья, котловины, долин рек и т. п.

Строительная полоса. При выполнении строительно-монтажных работ должны соблюдаться строгие требования к обеспечению чистоты местности после окончания строительных работ. Запрещается сливать нефтепродукты не иначе как в специальные емкости, имеющиеся в каждой строительно-монтажной колонне. Обязательна сдача этих отходов организациям Госкомнефтепродукта; недопустимо оставлять после прохода колонны строительный мусор (обрезки труб, электроды, изоляционную пленку и т. д.), сбрасывать строительный мусор за пределы строительной полосы. Для сбора строительного мусора и отходов в составе строительно-монтажных колонн должны быть специальные машины и лица, ответственные за сбор, сдачу или перевозку отходов в специально отведенные места. После окончания всех работ полоса должна быть выровнена, плодородный грунт равномерно уложен и засеян специальными травами. В состав документации на сдачу объекта должен быть включен документ, дающий оценку выполненных работ с точки зрения охраны окружающей среды.

Рекультивация земель и посев трав и иной закрепляющей грунт растительности. Для предотвращения роста промоин на склонах, где проложена трасса газопровода, необходимо проведение мероприятий по снижению расхода и гашению скорости формирующихся временных стоков воды. Это требует проведения лесовосстановительных и лесоохранных работ в районе прокладки трубопровода. Основными мероприятиями по улучшению и восстановлению состояния поверхности горных разработок являются:

хозяйственные мероприятия по организации общего порядка на горных территориях в полосе газопровода, организация охранной работы на участках прокладки трубопроводов;

агротехнические мероприятия, которые проводятся на несмытых, слабосмытых и среднесмытых почвах склонов крутизной от 3 до 20° С;

облесение склонов за счет лесовосстановления и лесоразведения;

проведение лесокультурных работ и травосеяния на всех участках с нарушенной строителем растительностью.

Особое внимание должно быть уделено выращиванию многолетних трав, так как они прекрасно защищают почву от эрозии и прекращают дальнейшее образование промоин. Большую роль в лесоразведении играют способы обработки почвы в результате которых должны происходить перехват и задержание стекающих поверхностных вод, образующихся от выпадения ливневых осадков, рациональное расходование накопленного стока с целью обеспечения высокой приживаемости и лучшего роста молодых деревьев и кустарников. Рекомендуются следующие способы обработки почвы в горах. На пологих склонах крутизной до 8° с малосмытыми или несмытыми коричневыми почвами, типичными и темными сероземами на припойменных участках следует применять сплошную вспашку по горизонталям; на склонах 8—15° в ареале распространения всех лесов следует применять полосную вспашку, на склонах 15—20° — террасирование. Очень эффективно применение террасирования горных склонов. Основные задачи террасирования заключаются в том, чтобы задержать атмосферные осадки на месте их выпадения и воспрепятствовать быстрому стеканию, не допускать концентрации поверхностного стока и образования струйных потоков. В зависимости от уклона местности, количества осадков, интенсивности их выпадения и водопроницаемости почв сооружаются террасы ступенчатые или скамьевидные (с валами и без них). Опыт показывает, что лесозащитные и мелиоративные мероприятия являются исключительно благоприятны как для окружающей среды, так и для улучшения условий работы самого трубопровода.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Категории участков магистральных трубопроводов

Участки магистральных трубопроводов	Газопроводы			Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы		
	П	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	B	—	B
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	B	—	I
менее 1000 мм	I	—	I	I	—	I
несудоходные с зеркалом воды в межень до 25 м в русловой части	I	—	II	I	—	I
горные потоки (реки)	I	—	II	I	—	I
поймы рек по горизонту высоких вод 10%-ной обеспеченности при диаметре трубопровода:						
700 мм и более	I	—	II	I	—	I
менее 700 мм	II	—	II	I	—	I
участки протяженностью 1000 м от границ горизонта высоких вод 10%-ной обеспеченности	—	—	—	I	—	II
Переходы через болота:						
I типа	III	III	III	II, III	II, III	II, III
II типа	II	III	III	II	II	III
III типа	I	II	II	B	B	I

Продолжение прилож. 1

Участки магистральных трубопроводов	Газопроводы			Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы		
	П	Н	Нд	П	Н	Нд
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 подшвы насыпи земляного полотна дороги подъездные железные дороги промышленных предприятий, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от осей крайних путей автомобильные дороги I и II категорий, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подшвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги автомобильные дороги III, III-п, IV и IV-п категорий, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подшвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги автомобильные дороги V категории, включая участки по обе стороны дороги длиной 15 м от подшвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги Горная местность: при укладке трубопровода на полках при укладке трубопровода в тоннелях Трубопроводы, прокладываемые в слабосвязанных барханных песках в условиях пустынь Трубопроводы, прокладываемые по поливным и орошаемым землям: хлопковых и рисовых плантаций прочих сельскохозяйственных культур	I	—	I	I	—	I
	I	—	II	III	—	II
	I	—	I	I	—	I
	II	—	II	III	—	II
	III	—	III	III	—	III
	III	III	—	II	II	—
	—	I	I	—	I	I
	III	III	III	III	III	III
	II	—	—	II	—	—
	III	—	—	III	—	—

Продолжение прилож. 1

Участки магистральных трубопроводов	Газопроводы			Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы		
	П	Н	Нд	П	Н	Нд
Переходы через селевые потоки, конусы выносов и солончаковые грунты	II	—	II	II	—	II
Узлы установки линейной арматуры не менее 15 м в каждую сторону от них (за исключением участков категорий В и I)	II	II	II	III	—	—
Газопроводы на длине 250 м от линейной запорной арматуры и гребенок подводных переходов (за исключением участков категорий В, I и 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	I	—	I	II	—	I
Межпромысловые коллекторы	II	II	II	—	—	—
Узлы пуска и приема очистных устройств, а также участки трубопроводов по 100 м, примыкающие к ним	I	I	I	I	I	I
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, УКПГ, СПХГ 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 коммуникации	II	—	—	II	—	—

Продолжение прилож. 1

Участки магистральных трубопроводов	Газопроводы			Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы		
	П	Н	Нд	П	Н	Нд
Пересечение с воздушными линиями электропередачи напряжением: 500 кВ и более от 330 до 500 кВ менее 330 кВ	I II III	I II III	I II III	I II III	I II III	I II 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)					

Примечание. П — подземная схема укладки трубопровода; Н — наземная; Нд — надземная

Приложение 2. Категории местности

Номер категории	Категория
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 плавунный

Продолжение прилож. 2

Номер категории	Категория
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
33	Закрепленные грунты
34	Незакрепленные грунты
35	Орошаемые земли
36	Болото I типа с лесом
37	Болото II типа без леса
38	Болото II типа с лесом
39	Болото III типа без леса
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
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 категории	Категория
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
78	Произвольная категория
79	Произвольная категория

Приложение 3. Геометрические характеристики сечения труб и их вес

Наруж- ный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Вес 1 м трубы, Н	Площадь попе- речного сечения металла трубы, см ²	Момент инерции сечения трубы, см ⁴	Момент сопро- тивления трубы, см ³
219	8	416	53	2 950	269
	9	466	59,3	3 270	298
	10	515	65,6	3 590	327
	11	564	71,8	3 890	355
245	8	467	59,5	4 175	341
	9	524	66,7	4 640	379
	10	580	73,8	5 096	416
	11	635	80,8	5 532	452
273	8	523	66,6	5 850	428
	9	586	74,6	6 502	476
	10	648	82,6	7 149	523
	11	711	90,5	7 776	569
325	8	625	79,6	10 010	615
	9	701	89,3	11 150	686
	10	775	98,9	12 270	755
	11	852	108,5	13 370	822
	12	926	117,9	14 450	889
351	8	676	86,2	12 647	701
	9	759	96,7	14 112	804
	10	841	107,1	15 557	886
	11	922	117,5	16 959	966
	12	1000	127,7	18 336	1 044
377	8	728	92,7	15 738	837
	9	817	104	17 586	938
	10	905	115,3	19 384	1 029
	11	993	126,5	21 153	1 122
	12	1080	137,6	22 888	1 215
426	9	926	117,8	25 593	1 201
	10	1026	130,6	28 243	1 325
	11	1126	143,4	30 846	1 448
	12	1230	156	33 418	1 569
508	9,52	1180	149	46 300	1 823
529	9	1378	146,9	49 613	1 875
	10	1529	163	54 659	2 066
	11	1679	178,9	59 927	2 265
	12	1828	194,8	64 915	2 454
630	9	1380	175,5	84 611	2 686
	10	1530	194,7	93 563	2 970
	11	1680	213,8	102 428	3 252
	12	1830	232,9	111 206	3 530
720	9	1578	200,9	126 812	3 523
	10	1751	222,9	140 140	3 893
	11	1923	244,9	153 420	4 262
	12	2096	266,8	166 649	4 629
	13	2267	288,6	179 786	4 994
	14	2438	310,4	192 913	5 359

Продолжение прилож. 3

Наруж- ный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Вес 1 м трубы, Н	Площадь попе- речного сечения металла трубы, см ²	Момент инерции сечения трубы, см ⁴	Момент сопро- тивления трубы, см ³
820	9	1800	229,2	188 503	4 598
	10	1998	254,3	208 446	5 084
	11	2195	279,4	228 340	5 569
	12	2391	304,5	248 136	6 053
	13	2587	329,4	268 236	6 537
	14	2783	354,8	287 630	7 015
920	9	2020	257,4	266 707	5 798
	10	2260	285,7	295 470	6 315
	11	2470	314	323 743	7 038
	12	2690	342,1	352 360	7 660
	13	2910	370,2	380 436	8 270
	14	3130	398,3	408 415	8 888
1020	9	2241	285,7	364 600	7 158
	10	2491	317,4	402 780	7 898
	11	2737	348,5	441 490	8 657
	12	2983	379,8	481 180	9 435
	13	3228	411,1	519 400	10 184
	14	3473	442,2	557 620	10 933
1220	10	2980	379,9	693 350	11 366
	11	3280	417,6	762 930	12 508
	12	3580	455,2	830 550	13 615
	13	3870	492,7	897 680	14 716
	14	4160	530,2	964 320	15 809
	15	4460	568	1 032 000	16 920
1420	14	4854	618	1 523 410	21 460
	17	5882	748	1 844 000	25 970
	20	6905	880	2 155 560	30 360

Приложение 4. Прочностные характеристики труб

Наруж- ный диаметр труб, мм	Номиналь- ная толщина стенки, мм	Марка стали	Шов	Временное сопротивле- ние разрыву, Н/мм ² , не менее	Предел текучести, Н/мм ² , не менее
1420	20,5	—	Прямой	560	420
1420	19,5	—	То же	600	420
1420	17,5	—	»	560	420
1420	16,5	—	»	600	420
1220	15,2	17Г1С	»	520	360
1220	12,5	—	»	600	420
1220	12	—	»	520	360
1220	12	17Г2СФ	Спиральный	550	380
1220	10,5	—	Прямой	600	420
1020	14	17Г1С	То же	520	360
1020	12	17Г1С	Прямой	520	360
1020	11	14ХГС	То же	500	350
1020	10	17Г1С	»	520	360

Продолжение прилож. 4

Наруж- ный диаметр труб, мм	Номиналь- ная толщина стенки, мм	Марка стали	Шов	Временное сопротивле- ние разрыву, Н/мм ² , не менее	Предел текучести, Н/мм ² , не менее
1020	10	17Г2СФ	Спиральный	550	380
1020	9	—	Прямой	600	420
820	11	17Г1С	То же	520	360
820	8,5	17Г1С	»	520	360
720	9	17Г1С	»	520	360
720	10,5	14ХГС	»	500	350
720	7,5	17Г1С	»	520	360
530	8	17Г2СФ	»	500	360
530	8	17ГСС	Прямой	520	360
530	7,5	17ГС	То же	520	360
426	10	20	Бесшовная	420	250
377	9	20	То же	420	250
325	8	20	»	420	250
325	7	10	Прямой	340	220

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бородавкин П. П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве. М., Недра, 1985.
2. Бородавкин П. П. Подземные магистральные трубопроводы. М., Недра, 1983.
3. Жук Н. П. Курс теории коррозии и защиты металлов. М., Металлургия, 1976.
4. Зиневич А. М., Прокофьев В. И., Минтюков В. П. Технология и организация строительства магистральных трубопроводов больших диаметров. М., Недра, 1979.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
 Раздел I. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ И ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ И ГАЗА	
Глава 1. Основные сведения о магистральных трубопроводах	6
Состав магистральных трубопроводов и их конструктивные схемы	6
Классификация магистральных трубопроводов и разделение их на категории	16
Глава 2. Основы перекачки нефти и газа по трубопроводам	19
Основные характеристики нефти, нефтепродуктов и газа	19
Перекачка нефти и нефтепродуктов	23
Расчет технологических параметров нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Расстановка ПС вдоль фиксированной трассы трубопровода	28
Перекачка различных нефтепродуктов по одному трубопроводу	38
Особенности перекачки высоковязких и застывающих нефтей	41
Перекачка газа по трубопроводам	43
 Раздел II. ВЫБОР ТРАСС МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ. ОПТИМАЛЬНОЕ ПРОФИЛИРОВАНИЕ	
Глава 3. Выбор оптимальной трассы	48
Основные сведения о задачах, решаемых при оптимальном проектировании	48
Информация, необходимая для выбора оптимальной трассы. Критерии оптимальности	49
Определение области поиска оптимальной трассы	52
Цифровая модель местности	54
Основные алгоритмы и поиск трассы	56
Поиск оптимальной трассы с учетом расстановки перекачивающих станций	65
Поиск оптимальной трассы на неориентированном графе	65
Практическая реализация поиска оптимальных трасс	76
Системный подход к проблеме выбора трасс и оптимального проектирования трубопроводов	79
Глава 4. Профилирование подземных трубопроводов	87
Профиль и его элементы	87
Глубина заложения	90
Оптимальное профилирование	94
 Раздел III. НАПРЯЖЕННОЕ СОСТОЯНИЕ, ПРОЧНОСТЬ, УСТОЙЧИВОСТЬ И ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	
Глава 5. Напряженное состояние подземных трубопроводов	100
Нагрузки и воздействия	100
Внутренние усилия и напряжения в подземном трубопроводе	104
Глава 6. Прочность подземных трубопроводов	108
Классификация разрушений трубопроводов	108
Методы расчета трубопровода на прочность	112
Вероятностный анализ предельного состояния трубопровода	126
Влияние на состояние труб концентраторов напряжений	132

Влияние концентраторов напряжений и внутреннего давления на меру надежности участка трубопровода	137
Методика расчета прочности трубопровода по заданной мере надежности	138
Расчет прочности участка трубопровода	141
Глава 7. Устойчивость подземных трубопроводов	144
О формах потери устойчивости	144
Устойчивость прямолинейного трубопровода	148
Устойчивость искривленного участка трубопровода	151
Продольные перемещения подземных трубопроводов	153

Раздел IV. ТЕХНОЛОГИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ТРУБОПРОВОДОВ 168

Глава 8. Классификация местности. Строительство в нормальных условиях	168
Условия строительства и классификация местности	168
Технологические схемы строительства трубопроводов в нормальных условиях	172
Глава 9. Строительство трубопроводов на болотах	185
Технологические схемы. Последовательность работ	186
Закрепление труб от всплытия	194
Особенности работы газопроводов, закрепленных анкерами	199
Глава 10. Строительство трубопроводов в горах	202
Структурная схема строительства	202
Оптимальная последовательность работ	204
Технологические схемы	210
Глава 11. Строительство трубопроводов в пустынях	221
Особенности выполнения строительных работ в пустынях	221
Особенности статической работы трубопроводов в сыпучих грунтах и влияние, оказываемое ими на конструкцию трубопровода и технологию ведения работ	222
Транспортные, земляные и изоляционно-укладочные работы	225
Глава 12. Особенности строительства трубопроводов на вечномёрзлых грунтах	230
Глава 13. Подводные переходы трубопроводов	236
Устойчивость дна и берегов водоема на участках перехода	236
Классификация подводных переходов	243
Конструктивные схемы подводных трубопроводов	245
Подготовительные работы	247
Земляные работы	252
Технология укладки подводных трубопроводов и расчетное обоснование схем укладки	256
Морские трубопроводы	286
Глава 14. Надземные трубопроводы	298
Область применения и конструктивные схемы надземных трубопроводов	298
Балочные трубопроводы без компенсации удлинений	299
Балочные трубопроводы с компенсацией удлинений	303
Конструкции опор балочных трубопроводов и технология их сооружения	312
Подвесные трубопроводы	316
Арочные и самонесущие висячие трубопроводы	327
Глава 15. Подземные переходы трубопроводов под дорогами и другими искусственными препятствиями	338
Характеристика искусственных препятствий	338
Конструкции переходов	339
Сооружение переходов	341

Глава 16. Очистка внутренней полости и испытание трубопроводов на прочность и плотность	345
Схемы очистки внутренней полости трубопровода	346
Связь расчетных и испытательных напряженных состояний	349
Испытательное давление	351
Деление линейной части трубопроводов на участки различных категорий	355
Деление трубопроводов на испытываемые участки	359
Технология испытания на прочность	363

Раздел V. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ТРУБОПРОВОДОВ И ОПТИМИЗАЦИЯ ТРАНСПОРТНОЙ СХЕМЫ . 368

Глава 17. Организация строительства трубопроводов	368
Состав проектной документации по организации строительства	368
Проект организации строительства	371
Автоматизация проектирования организации строительства	378
Проект производства работ (ППР)	384
Состав ППР на линейную часть магистрального трубопровода	389
Разработка проекта производства работ с помощью ЭВМ	391
Организация работ по составлению и внедрению ППР	395
Проект организации работ (ПОР) на годовую программу подразделения (управление, трест, главк)	397
Модель оптимизации проекта организации работ на линейные объекты годовой программы главка (объединения)	400
Глава 18. Оптимизация транспортной схемы строительства	404
Общие положения	404
Подход к проблеме оптимизации транспортной схемы	406
Оптимизация внутренней транспортной схемы при размещении ТСБ	409
Оптимизация перевозок труб и материалов	411

Раздел VI. ЗАЩИТА МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ . 418

Глава 19. Общие сведения о коррозии трубопроводов. Атмосферная коррозия и защита от нее	418
Общие сведения о коррозии металлических трубопроводов	418
Краткая характеристика механизма разрушения металлов в электролитной среде	420
Атмосферная коррозия и защита трубопроводов от нее	423
Глава 20. Почвенная коррозия и защита от нее	424
Почвенная (грунтовая) коррозия	424
Катодная защита трубопроводов от грунтовой коррозии	427
Глава 21. Защита трубопроводов от блуждающих токов	435
Общие сведения	435
Защита трубопроводов от коррозии блуждающими токами	436
Станции катодной защиты и анодное заземление	439
Протекторная защита	445

Раздел VII. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ТРУБОПРОВОДОВ . 450

Глава 22. Воздействия на окружающую среду в период строительства и эксплуатации	451
Период строительства	451
Период эксплуатации	453
Глава 23. Меры по защите окружающей среды	454
Приложения	460
Список литературы	468

УЧЕБНИК

Петр Петрович Бородавкин
Всеволод Леонидович Березин



СООРУЖЕНИЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Редактор издательства *Н. В. Сергеева*
Технический редактор *Л. Я. Голова*
Корректор *Т. М. Столярова*

ИБ № 5925

Сдано в набор 05.02.87. Подписано в печать 11.05.87.
Т-01844. Формат 60×90¹/₁₆. Бумага типографская № 1.
Гарнитура Литературная. Печать высокая. Усл.-печ. л. 29,5.
Усл. кр.-отт. 29,5. Уч.-изд. л. 31,33. Тираж 7140 экз.
Заказ 363/261—5. Цена 1 р. 40 к.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра»,
125047, Москва, пл. Белорусского вокзала, 3.

Ленинградская типография № 4 ордена Трудового Красного
Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга»
им. Евгении Соколовой Союзполиграфпрома при Государст-
венном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и
книжной торговли. 191126, Ленинград, Социалистическая
ул., 14.