Л. А. БАБИН, Л. И. БЫКОВ, В. Я. ВОЛОХОВ

ТИПОВЫЕ РАСЧЕТЫ ПО СООРУЖЕНИЮ ТРУБОПРОВОДОВ

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

МОСКВА «НЕДРА» 1979

УДК 621.643.2(075.8)

Бабин Л. А., Быков Л. И., Волохов В. Я. Типовые расчеты по сооружению трубопроводов. М., «Недра», 1979, 176 с.

В учебном пособии приведены основные расчеты магистральных трубопроводов при проектировании, сооружении и эксплуатации. Приведены методика расчета по выбору оптимальных трасс магистральных трубопроводов, гидравлический расчет трубопроводов, расчеты на прочность, устойчивость и перемещения подземных трубопроводов, расчеты при сооружении трубопроводов в сложных условиях, при переходах через естественные и искусственные препятствия и расчеты периода очистки внутренней полости, испытания и защиты трубопроводов от коррозии.

Учебное пособие предназначено для студентов нефтяных вузов, обучающихся по специальности «Сооружение газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз», оно может быть использовано также инженерно-техническими работниками, занятыми проектированием и строительством магистральных трубопроводов для нефти и газа.

Табл. 33, ил. 62, список лит. — 17 назв.

Рецензенты:

1. Кафедра Московского института нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина (зав. кафедрой проф. В. Л. Березин).

2. Главный инженер института Гипроспецгаз, канд. техн. наук А. С. Иванов.

Б $\frac{30804—298}{043(01)—79}$ 170—79 3608000000

© Издательство «Недра», 1979

ПРЕДИСЛОВИЕ

Принятые XXV съездом КПСС «Основные направления развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 годы» предусматривают довести добычу нефти, включая газовый конденсат, до 620—640 млн, т, а газа до 400—435 млрд. м^3 в год, построить 35 тыс. км магистральных газопроводов преимущественно из труб диаметром 1420 мм при рабочем давлении не ниже 75 кгс/см^2, 15 тыс. км нефтепроводов и 3,5 тыс. км продуктопроводов.

В ближайшее время основная задача, стоящая перед отраслью строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности, заключается в создании единых газонефтетранспортных систем с целью вовлечения в оборот топливно-сырьевых ресурсов Крайнего Севера, Западной Сибири, Средней Азии со сложными топографическими, гидрогеологическими и климатическими условиями строительства.

При таких условиях подготовка инженерных кадров для строительства систем магистральных трубопроводов, способных решать научно-технические проблемы, организовать и управлять производством работ в отрасли, приобретает первостепенное значение.

Совершенствование методов проектирования и строительства магистральных трубопроводов потребовало разработки новых теоретических разделов, связанных с расчетами трубопроводов на прочность, устойчивость, выбором оптимальных трасс, прокладкой в сложных условиях рек, болот, пустынь и вечной мерзлоты. Научно-исследовательскими, проектно-конструкторскими организациями Миннефтепрома СССР, Мингазпрома СССР, Миннефтегазстроя СССР и вузами страны накоплен значительный опыт в технологии проектирования магистральных трубопроводов. Однако информация разрознена по различным справочникам, учебникам, что представляет определенную трудность для использования ее в учебном процессе в вузе.

В книге систематизированы основные разделы расчетов, которые излагаются в технологической последовательности процесса проектирования магистральных трубопроводов, иллюстри-

руются конкретными примерами; приведены основные таблицы, расчетные схемы, номограммы, графики и т. п. Определенное внимание уделено вопросам использования вычислительной техники для типовых расчетов трубопроводов. Приводится краткое описание алгоритмов и рабочих программ с решением конкретных примеров.

Предисловие и § 2—5 написаны Л. А. Бабиным, § 6—8 — Л. А. Бабиным и В. Я. Волоховым, § 9—14 — В. Я. Волоховым, § 1, 15—37 — Л. И. Быковым.

Авторы выражают искреннюю благодарность рецензентам — сотрудникам кафедры сооружения газонефтепроводов и хранилищ МИНХиГП им. И. М. Губкина, проф. П. П. Бородавкину, ст. науч. сотруднику Б. И. Киму и гл. инженеру института «Гипроспецгаз» С. А. Иванову за полезные замечания по содержанию книги.

Учитывая, что учебное пособие подобного типа издается впервые, просим свои отзывы и замечания направлять по адресу: 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19, издательство «Недра».

ГЛАВА 1

ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ И ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ И ГАЗА

§ 1. Основные сведения о магистральных трубопроводах. Классификация магистральных трубопроводов

Магистральные трубопроводы — это капитальные инженерные сооружения, рассчитанные на длительный срок эксплуатации и предназначенные для бесперебойной транспортировки на значительные расстояния природных и искусственных газов (в газообразном или сжиженном состоянии), нефти, нефтепродуктов, воды, твердых и сыпучих тел, взвешенных в потоке воздуха или воды, от мест их добычи, переработки, забора (начальная точка трубопровода) к местам потребления (конечная точка).

В настоящее время все вновь строящиеся, а также реконструируемые магистральные трубопроводы и отводы от них условным диаметром до 1400 мм включительно с рабочим давлением не выше 100 кгс/см^2 должны проектироваться с учетом основных положений строительных норм и правил (СНиП II-45—75).

Эти нормы не распространяются на трубопроводы, прокладываемые внутри городов и населенных нунктов, на участках вечномерзлых грунтов, в районах морских акваторий, а также в районах с повышенной сейсмичностью интенсивностью 8 баллов и более для подземных и 6 баллов и более для надземных трубопроводов.

Магистральные газопроводы в зависимости от нормативного рабочего давления делятся на два класса: I класс — 25 кгс/см^2 $< p \leqslant$ 100 кгс/см^2; II класс — $p \leqslant$ 25 кгс/см^2. Магистральные нефтепродуктопроводы в зависимости от условного диаметра D_y подразделяются на четыре класса: I класс — 1000 мм $< D_y \leqslant$ 1400 мм; II класс — 500 мм $< D_y \leqslant$ 1000 мм; III класс — 300 мм $< D_y \leqslant$ 500 мм; IV класс — $D_y \leqslant$ 300 мм.

Чем выше класс трубопровода, тем бóльшую опасность он представляет в случае разрушения и тем будут бóльшие расстояния от оси трубопровода до близлежащих населенных пунктов, промышленных предприятий, а также отдельных зданий и сооружений.

Конструктивные схемы прокладки линейной части трубопроводов

Основной составляющей магистрального трубопровода является линейная часть — непрерывная нить, сваренная из отдельных труб или секций и уложенная вдоль трассы тем или иным способом.

В настоящее время существуют следующие принципиально различные конструктивные схемы прокладки магистральных трубопроводов: подземная, полуподземная, наземная и надзем-

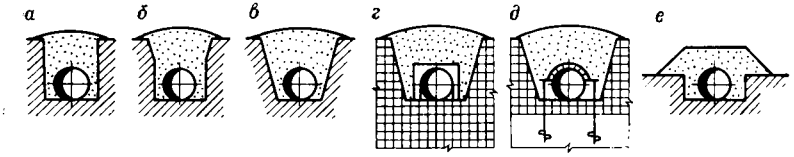


Рис. 1. Подземная и полуподземная схемы укладки:
а — с вертикальными боковыми откосами; *б* — комбинированная траншея; *в* — с наклонными боковыми откосами; *г* — пригрузка одиночными грузами; *д* — пригрузка металлическими винтовыми анкерными устройствами; *е* — полуподземная схема укладки

ная. Выбор той или иной схемы прокладки определяется условиями строительства и окончательно принимается на основании технико-экономического сравнения различных вариантов.

Подземная схема укладки является наиболее распространенной (98% от общей протяженности) и предусматривает укладку трубопровода в грунт на глубину, превышающую диаметр труб (рис. 1, *а*—*д*). При подземной укладке достигается максимальная механизация работ всех видов, не загромождается территория и после окончания строительства используются пахотные земли, отсутствует воздействие солнечной радиации и атмосферных осадков, трубопровод находится в стабильных температурных условиях. Однако на участках с вечномерзлыми, скальными и болотистыми грунтами данная схема укладки является неэкономичной из-за высокой стоимости земляных работ. Кроме того, необходимость специальной балластировки (особенно газопроводов) на участках с высоким стоянием грунтовых вод и надежного антикоррозионного покрытия от почвенной коррозии значительно удорожает стоимость строительства.

Полуподземная схема укладки применяется при пересечении трубопроводом заболоченных и солончаковых участков, при наличии подстилающих скальных пород. Трубопровод укладывается в грунт на глубину менее диаметра с последующим обвалованием выступающей части (рис. 1, *е*).

Наземная схема укладки в насыпи преимущественно используется в сильно обводненных и заболоченных районах. При всех ее преимуществах недостатком является слабая устойчивость грунта насыпи и устройство большого числа водопропускных сооружений (рис. 2).

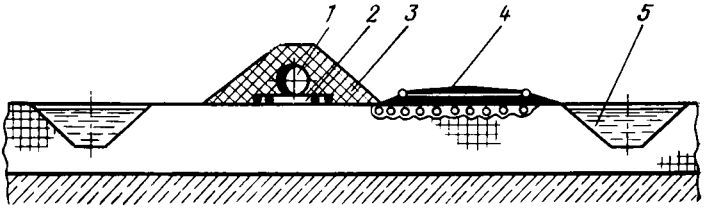


Рис. 2. Наземная схема укладки:
1 — трубопровод; *2* — торфяная или хворостяная подготовка; *3* — обвалование или насыпь из песчаного грунта; *4* — лежневая дорога; *5* — противопожарная канава

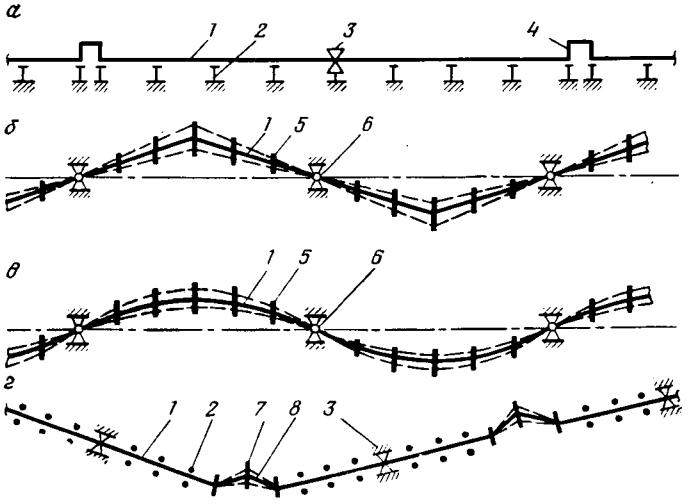


Рис. 3. Надземная схема укладки линейной части магистрального трубопровода:
а — трубопровод с компенсаторами; *б* — трубопровод в виде зигзагообразного самокомпенсирующего контура; *в* — упругоискривленный самокомпенсирующий трубопровод; *г* — трубопровод со слабоизогнутыми участками; *1* — трубопровод; *2* — промежуточная продольно-подвижная опора; *3* — неподвижная опора; *4* — П-образный компенсатор; *5* — промежуточная или скользящая опора; *6* — шарнирная опора; *7* — свободно-подвижная опора; *8* — слабоизогнутый участок (компенсатор)

Надземная прокладка как линейной части магистральных трубопроводов (рис. 3), так и отдельных его участков (рис. 4) рекомендуется в пустынных районах, районах горных выработок и оползней, на участках вечномерзлых грунтов и болот

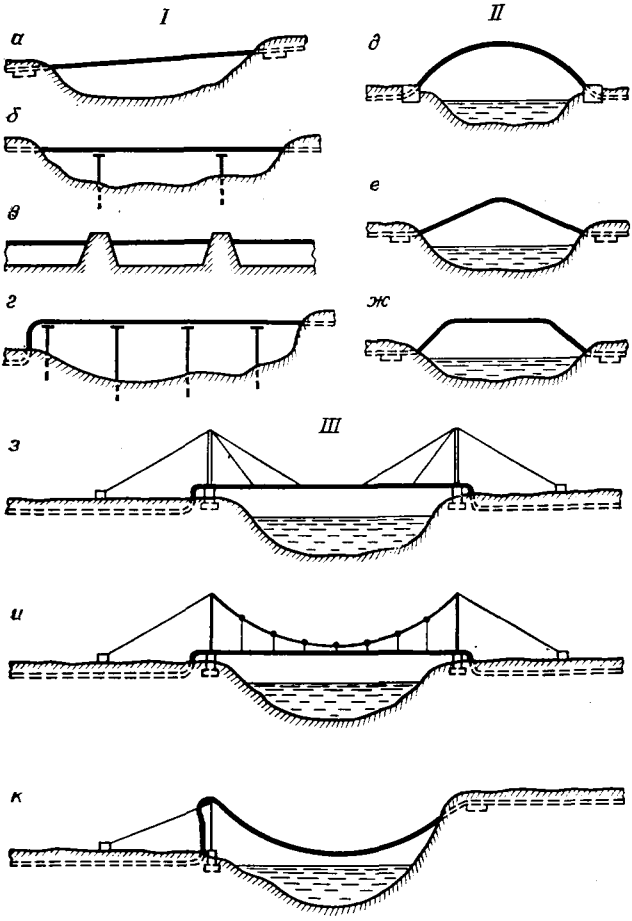


Рис. 4. Надземная прокладка отдельных участков магистральных трубопроводов:

Балочные системы: *а* — однопролетный трубопровод; *б* — многопролетный трубопровод в обычных грунтах; *в* — многопролетный трубопровод на земляных призмах; *г* — трубопровод с П или Г-образным компенсатором. Арочные системы: *д* — однотрубный переход по круговой или параболической форме очертания оси; *е* — треугольный; *ж* — трапецеидальный. Висячие системы: *з* — вантовый переход; *и* — гибкий переход; *к* — самонесущий переход

III типа, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия. При надземной прокладке сводится к минимуму объем земляных работ, отпадает необходимость в дорогостоящей пригрузке и в устройстве защиты от почвенной коррозии и блуждающих токов. Однако надземная укладка имеет недостатки: загроможденность территории, устройство опор,

специальных проездов для техники и миграции животных и значительная подверженность трубопровода суточному и сезонному колебаниям температуры, что требует принятия специальных мер.

Разделение трассы магистрального трубопровода по категориям

Магистральные трубопроводы проходят по участкам с различным рельефом местности, с различными гидрогеологическими условиями, пересекают водные преграды, автомобильные и железные дороги, электрические подземные кабели и воздушные высоковольтные линии электропередач, линии связи и т. д. Поэтому в зависимости от условий работы трубопровода, а также для безопасности расположенных вблизи трассы объектов согласно СНиП II-45—75 линейная часть и отдельные участки магистральных трубопроводов подразделяются на пять категорий — В, I, II, III и IV. В каждой категории предъявляются определенные требования к прочности трубопровода, к контролю качества сварных соединений, предварительным гидравлическим испытаниям и типам изоляционного покрытия. Категорийность линейной части магистральных трубопроводов и их участков зависит от вида транспортируемого продукта и условного диаметра трубопровода.

§ 2. Расчет технологических параметров нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

Технологический расчет трубопроводов, по которым перекачиваются нефть и нефтепродукты, имеющие постоянную температуру по длине всего трубопровода, включает:

определение оптимальных параметров — диаметра трубопровода, давления на нефтеперекачивающих станциях и числа насосных станций; расстановку насосных станций вдоль фиксированной трассы трубопровода; определение режимов перекачки.

Гидравлический расчет трубопровода при изотермическом режиме перекачки выполняют по основным формулам, устанавливающим взаимосвязь между перечисленными факторами [7, 16].

Пропускная способность нефтепровода (Q — объемная или G — массовая) является основной исходной величиной для гидравлического расчета

$$G = \rho_t Q, \tag{1.1}$$

где ρ_t — расчетная плотность нефтепродукта,

$$\rho_t = \rho_{20} - \xi_t (t - 20), \tag{1.2}$$

где ρ_{20} — плотность нефтепродукта при 20° С; ξ_t — температурная поправка,

$$\xi_t = 1{,}825 - 0{,}00131\rho_{20}. \tag{1.3}$$

Средняя скорость движения нефтепродукта по трубопроводу с расходом связана соотношением

$$v_{ср} = \frac{Q}{F_{св}} = \frac{4Q}{\pi D_в^2} = \frac{4G}{\pi D_в^2 \rho_t}, \quad (1.4)$$

где $F_{св}$ — площадь поперечного сечения трубы в свету; $D_в$ — внутренний диаметр трубопровода.

Учитывая значения Q и $F_{св}$, определим внутренний диаметр трубопровода

$$D_в = \sqrt{\frac{4Q}{\pi v_{ср}}}. \quad (1.5)$$

Имея заданную пропускную способность трубопровода и приняв среднюю скорость ориентировочно равной 1—2 м/с, можно выбрать рациональный диаметр трубопровода [1], который в последующем оптимизируется с учетом не только всех технических параметров, но и экономической эффективности всей системы трубопровода. Потери напора от трения жидкости h_r по длине трубопровода определяются по формуле Дарси — Вейсбаха

$$h_r = \lambda_{тр} \frac{L}{D_в} \frac{v^2}{2g}, \quad (1.6)$$

где $\lambda_{тр}$ — коэффициент гидравлического сопротивления; L — длина трубопровода; g — ускорение свободного падения ($g = 9{,}81$ м/с^2).

Гидравлический режим течения жидкости по трубопроводу при заданных пропускной способности Q, длине L и внутреннем диаметре $D_в$ трубопровода характеризуется числом Рейнольдса

$$\mathrm{Re} = \frac{vD_в}{\nu} = \frac{4Q}{\pi D_в \nu} = \frac{4Q\rho_t}{\pi D_в \mu} = \frac{4G}{\pi D_в \mu}, \quad (1.7)$$

где ν, μ — соответственно кинематический и динамический коэффициент вязкости нефтепродукта.

При ламинарном течении $\lambda_{тр}$ определяется по формуле Стокса

$$\lambda_{тр} = \frac{64}{\mathrm{Re}}. \quad (1.8)$$

Ламинарный режим сохраняется до $\mathrm{Re} \approx 2320$, при $2320 < \mathrm{Re} \leqslant 2800$ существует так называемый переходный режим. Коэффициент $\lambda_{тр}$ при этом можно определять по формуле

$$\lambda_{тр} = (0{,}16\,\mathrm{Re} - 13)\,10^{-4}. \quad (1.9)$$

При турбулентном режиме течения ($\mathrm{Re} > 2800$) коэффициент $\lambda_{тр}$ можно определить по формулам, приведенным в [1].

Гидравлический уклон i есть потеря напора на трение на единицу длины трубопровода

$$i = \frac{h_r}{L} = \frac{\lambda_{тр}}{D_в} \frac{v^2}{2g} = \beta \frac{Q^{2-m} \nu^m}{D_в^{5-m}}, \quad (1.10)$$

где m — коэффициент, характеризующий режим течения (для ламинарного режима $m=1$, для переходного режима $m=0{,}25$, для турбулентного режима $m=0$).

Если трубопровод имеет параллельно действующую нитку (трубопровод — лупинг), то гидравлический уклон на участке установки лупинга

$$i_л = \frac{i}{\left[1 + \left(\frac{D_л}{D_в}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right]^{2-m}}, \quad (1.11)$$

где i — гидравлический уклон трубопровода без лупинга; $D_л$ — диаметр лупинга; $D_в$ — диаметр основной магистрали.

Для трубопровода, имеющего вставку другого диаметра $D_{вс}$, гидравлический уклон

$$i_{вс} = i \left(\frac{D_в}{D_{вс}}\right)^{5-m}, \quad (1.12)$$

где i — гидравлический уклон основного трубопровода.

Суммарный расход на сдвоенном участке равен расходу в одиночном трубопроводе

$$Q = Q_л + Q_м, \quad (1.13)$$

где Q — расход в одиночном трубопроводе; $Q_л$ — расход в лупинге,

$$Q_л = \frac{Q}{1 + \left(\frac{D_в}{D_л}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}}. \quad (1.14)$$

$Q_м$ — расход в основной магистрали на сдвоенном участке,

$$Q_м = \frac{Q}{1 + \left(\frac{D_л}{D_в}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}}. \quad (1.15)$$

Потери напора в трубопроводе с лупингом длиной $x_л$ и диаметром $D_л$ определяются по формуле

$$h_r = i(L - x_л) + i_л x_л = i[L - (1 - \omega) x_л], \quad (1.16)$$

где

$$\omega = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{D_л}{D_в}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right]^{2-m}}. \quad (1.17)$$

Если $D_л = D_в$, то при ламинарном течении $\omega = 0{,}5$; при турбулентном течении в зоне гидравлически гладких труб $\omega = 0{,}296$; в зоне квадратичного закона сопротивления $\omega = 0{,}25$.

Потери напора в трубопроводе, имеющем вставку, определяются аналогичным образом:

$$h_r = i\,[L - (1 - \Omega)\,x_{вс}], \tag{1.18}$$

где $\Omega = \left(\frac{D_в}{D_{вс}}\right)^{5-m}$; $x_{вс}$ — длина вставки.

Потери на местные сопротивления определяют по формуле

$$h_м = \xi_{м.с}\,\frac{v^2}{2g}, \tag{1.19}$$

где $\xi_{м.с}$ — коэффициент местного сопротивления. Для магистральных трубопроводов потери напора в местных сопротивлениях незначительны и их принимают равными 1—2% от потерь на трение.

Полные потери напора в трубопроводе

$$H = h_r + h_м + \Delta Z, \tag{1.20}$$

где $\Delta Z = Z_2 - Z_1$; Z_1 и Z_2 — геодезические отметки начала и конца трубопровода.

Число насосных станций вдоль фиксированной трассы трубопровода определяется следующим образом:

$$n_{н.с} = \frac{H}{H_{ст}}, \tag{1.21}$$

где

$$H_{ст} = \frac{[p]}{\rho_t}, \tag{1.22}$$

$[p]$ — допускаемое давление для труб с толщиной стенки δ.

Определив гидравлический уклон в трубопроводе по (1.10) или (1.11), формулу (1.21) можно представить в виде

$$n_{н.с} = \frac{Z_2 - Z_1 + iL}{H_{ст}}. \tag{1.23}$$

Расчетное число насосных станций $n_{н.с}$, как правило, получается дробным и может быть округлено как в сторону бóльшего числа $n'_{н.с}$, так и в сторону меньшего $n''_{н.с}$. При округлении числа станций в сторону увеличения изменяется Q. Увеличение расхода подсчитывается по формуле

$$Q' = Q\left(\frac{n'_{н.с}}{n_{н.с}}\right)^{\frac{1}{2-m}}. \tag{1.24}$$

При округлении числа станций в сторону уменьшения для обеспечения заданной пропускной способности Q предусматривают лупинг длиной $x_л$

$$x_л = H_{ст} \frac{n_{н.с} - n''_{н.с}}{i - i_л}. \qquad (1.25)$$

В случае применения вставки большего диаметра существует аналогичная формула, в которой вместо $x_л$ и $i_л$ следует принимать $x_{вс}$ и $i_{вс}$. Гидравлические уклоны $i_л$ и $i_{вс}$ определяются по формулам (1.11), (1.12).

§ 3. Подбор насосно-силового оборудования

Нормальный ряд центробежных насосов для магистральных нефтепродуктопроводов приведен на рис. 5. При подборе насосов необходимо делать пересчет характеристик с воды на неф-

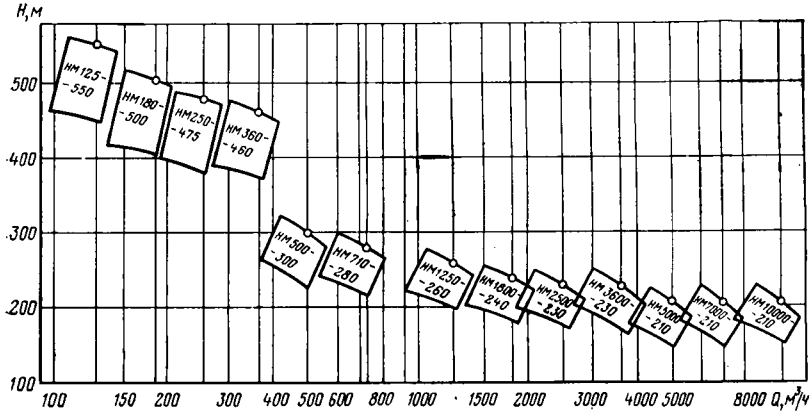


Рис. 5. Нормальный ряд центробежных насосов для магистральных нефтепродуктопроводов

тепродукты, так как кривые $Q—H$ характеризуют работу насосов на воде. Для получения требуемой подачи и напора довольно часто прибегают к обточке рабочих колес насосов или подбору сменных колес и сменных роторов.

Необходимую степень обточки рабочего колеса определяют по соотношению

$$\frac{D'_2}{D_2} = \sqrt{\frac{h'_{мн}}{h_{мн}}}, \qquad (1.26)$$

где D_2 и D_2' — внешний диаметр рабочего колеса соответственно до обточки и после нее; $h_{мн}$ и $h'_{мн}$ — напор, развиваемый од-

ним основным насосом при расчетной производительности соответственно до обточки и после нее.

Необходимая мощность двигателя привода к насосу определяется по формулам

$$N_{дв} = \frac{Q_н H_н \rho_t k_з}{75\eta_п} \text{ (л. с) или } N_{дв} = \frac{Q_н H_н \rho_t k_з}{102\eta_п} \text{ (кВт)}, \qquad (1.27)$$

где $Q_н$ — подача насоса; $H_н$ — напор, развиваемый насосом; ρ_t — плотность перекачиваемой жидкости; $k_з$ — коэффициент запаса, принимается в пределах 1,05—2 в зависимости от мощности двигателя; $\eta_п$ — полный КПД насосно-силовой установки, равный произведению КПД насоса и передачи.

Пример. По трубопроводу длиной $L=92$ км и диаметром $D_н=1020$ мм перекачивается нефть плотностью $\rho_t=895$ кг/м^3 и вязкостью $\nu=0{,}425\cdot10^{-4}$ м^2/с в количестве $G=52$ млн. т/год. Конечная точка выше начальной ($\Delta Z=20$ м). Определить потери напора на трение и давление, развиваемое насосами, если давление в конце трассы должно быть не ниже $p_к=2$ кгс/см^2. Подобрать насосы для перекачки нефти.

По сортаменту (см. табл. 5) находим, что трубы $D_н=1020$ мм имеют толщину стенки от 9,5 до 14 мм. Выбираем толщину стенки трубы $\delta=10$ мм. Тогда внутренний диаметр трубопровода будет $D_в=1000$ мм; $\sigma_в \geqslant 57$ кгс/мм^2 и $R_1=3310$ кгс/см^2 (см. гл. 3, § 10).

Находим секундный расход нефти и скорость движения нефти:

$$Q = \frac{52\cdot10^9}{350\cdot24\cdot3600\cdot895} = 1{,}921 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$v_{ср} = \frac{4\cdot1{,}921}{\pi\cdot1{,}02^2} = 2{,}446 \text{ м/с}.$$

Находим число Re по (1.7)

$$\text{Re} = \frac{2{,}446\cdot1}{0{,}425\cdot10^{-4}} = 57\,550.$$

Режим течения — турбулентный.

Вычисляем коэффициент гидравлического сопротивления [1]

$$\lambda_{тр} = \frac{0{,}3164}{57\,550^{0{,}25}} = 0{,}0204.$$

По формуле Дарси — Вейсбаха (1.6) вычисляем потери на трение

$$h_r = 0{,}0204\,\frac{92\,000\cdot2{,}446^2}{1\cdot2\cdot9{,}81} = 572{,}3 \text{ м}.$$

Принимаем потери на местные сопротивления в размере 2% от потерь на трение; тогда напор, требуемый на преодоление полных потерь по (1.20), будет равен

$$H = 1{,}02 \cdot 572{,}3 + 20 = 603{,}7 \text{ м}.$$

По каталогу подбираем насос НМ 7000—210, который при подаче 7000 м³/ч развивает напор 210 м. Устанавливаем три насоса, работающих последовательно, что обеспечивает перекачку заданного количества нефти.

Давление, которое необходимо обеспечить насосами для перекачки по трубопроводу заданного количества нефти, определяем по формуле

$$p_н = 9{,}81 \cdot 10^{-5} H\rho_t + p_к = 9{,}81 \cdot 10^{-5} \cdot 603{,}7 \cdot 895 + 2 = \\ = 55 \text{ кгс/см}^2. \qquad (1.28)$$

Толщина стенки трубы при давлении $p_н$ должна быть по (3.42)

$$\delta = \frac{1{,}1 \cdot 55 \cdot 102}{2\,(3310 + 1{,}1 \cdot 55)} = 0{,}915 \text{ см} \approx 10 \text{ мм}.$$

Следовательно, выбранная толщина стенки трубы 10 мм при заданном расходе и рабочем давлении вполне обеспечивает прочность трубопровода.

§ 4. Графоаналитический метод расчета трубопровода, расстановка насосных станций, лупингов, вставок

Размещение насосных станций (НС), лупингов и вставок производится графически по методу Шухова. Решение задачи осуществляется следующим образом [1].

1. Исследуют профиль трассы трубопровода для определения на нем перевальных точек. Для этого рассчитывают гидравлический уклон по (1.10) и строят линию этого уклона OO_1 (рис. 6). Это построение выполняется до тех пор, пока одна

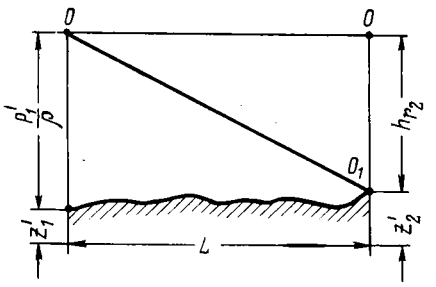


Рис. 6. Построение линии гидравлического уклона

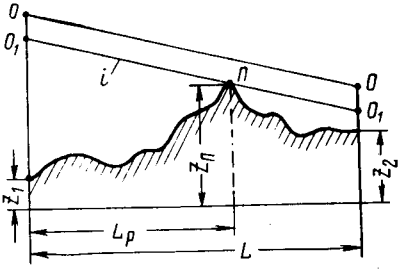


Рис. 7. Схема определения перевальной точки

из линий не коснется в каком-либо сечении профиля. Точка $П$ на рис. 7 называется перевальной точкой. Расстояние от начала трубопровода до этой точки называют расчетной длиной трубопровода, так как движение нефти за перевальной точкой осуществляется самотеком.

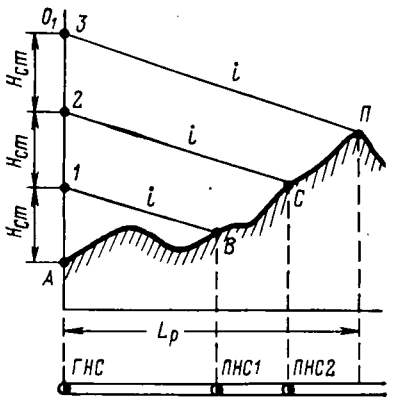


Рис. 8. Схема расстановки целого числа насосных станций

2. Определив перевальную точку, на расчетной длине трубопровода $L_р$ (рис. 8) производят расстановку НС. В случае целого числа НС, например, если на рис. 8 $AO_1=1843{,}5$ м, а давление, развиваемое одной НС с тремя насосами НМ 7000—210, равно 55 кгс/см² (см. § 3 настоящей главы), то по (1.22)

$$H_{ст} = \frac{55 \cdot 10^4}{895} = 614{,}5 \text{ м}$$

и число НС по (1.21)

$$n_{н.с} = \frac{1843{,}3}{614{,}5} = 3.$$

Отложив по вертикали от точки A три отрезка, равные $H_{ст}$, проводят через точки *1* и *2* прямые с уклоном

$$i = \frac{0{,}0204 \cdot 2{,}446^2}{1 \cdot 2 \cdot 9{,}81} = 0{,}00622,$$

параллельные линии $O_1П$.

Точки пересечения линий гидравлического уклона с профилем B и C будут возможными местами расстановки промежуточных насосных станций.

3. Число станций $n_{н.с}$ чаще оказывается неполным, и его уменьшают до целого, компенсируя недостающий напор прокладкой лупинга или вставкой большого диаметра. На рис. 9 изображен профиль, на котором по (1.21) должно быть больше трех, но меньше четырех станций. Чтобы линия гидравлического уклона i, проведенная из точки *3*, достигла перевальной точки, строим параллелограмм гидравлических уклонов $33''П3'$. Линия $33'П$ характеризует падение напора для случая, когда лупинг установлен на перегоне за ПНС2. Если лупинг разместить на начальном участке, то линия напора будет иметь вид $33'П$.

4. Лупинг или вставку можно применить в любом месте расчетной длины трассы, разбив его на части и размещая в различных местах трассы. Это обеспечивает свободу выбора местоположения насосной станции. Решение осуществляется графическим методом.

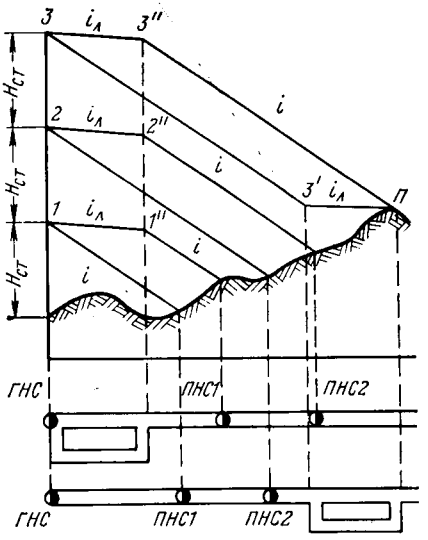


Рис. 9. Схема расстановки насосных станций и размещения лупингов

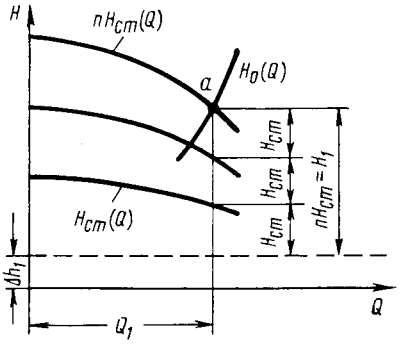


Рис. 10. Совмещенный график $Q—H$ для трубопровода и насосных станций

5. Для определения действительного режима работы трубопровода (фактического расхода) строится совмещенный график $Q—H$ для трубопровода и насосной станции (рис. 10). Точка пересечения a характеристик насосной станции и трубопровода называется рабочей точкой. Она должна находиться в области максимального КПД насосов. Это достигается варьированием диаметров трубопроводов и устройством лупингов.

Пример. Сделать расстановку НС по трассе, профиль которой изображен на рис. 11, расчетная длина составляет 470 км (остальные исходные данные взять из предыдущего примера).

Определяем потери напора в трубопроводе: потери на трение $h_т = iL_р = 0{,}00622 \cdot 470 = 2923{,}4$ м; потери на местные сопротивления примем равными 2% от потерь на трение $h_м = 2923{,}4 \cdot 0{,}02 = 58{,}5$ м. Тогда общие потери напора с учетом разности нивелирных отметок

$$H = 2923{,}4 + 58{,}5 + 20 = 3001{,}9 \text{ м}.$$

Необходимое число насосных станций

$$n_{н.с} = \frac{3001{,}9}{614{,}5} = 4{,}9,$$

принимаем пять насосных станций $(n'_{н.с} = 5)$.

Процедура расстановки НС в этом случае будет производиться аналогично описанной выше, но станции будут работать при пониженном напоре

$$H'_{ст} = \frac{H}{n'_{н.с}} = \frac{3001{,}9}{5} = 600{,}4 \text{ м}.$$

Фактическая производительность определяется по формуле (1.24)

$$Q' = 1{,}921\left(\frac{5}{4{,}9}\right)^{0{,}56} = 1{,}942 \text{ м}^3/\text{с}.$$

т. е. примерно на один процент фактическая производительность больше расчетной.

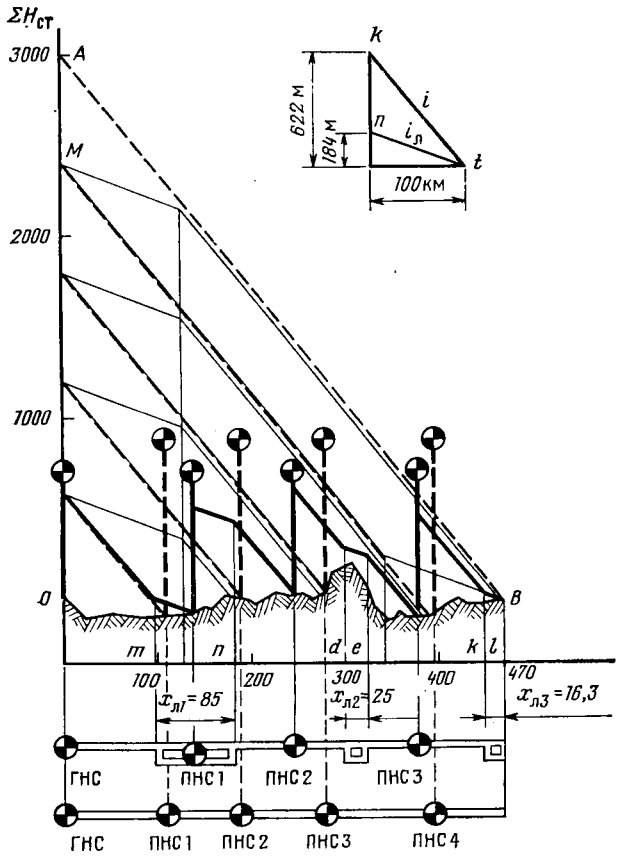


Рис. 11. Схема расстановки насосных станций по трассе

Округлим расчетное число станций в меньшую сторону, т. е. примем $n''_{н.с}=4$. В этом случае суммарного напора недостаточно для компенсации гидравлических потерь в трубопроводе. Уменьшим гидравлическое сопротивление с помощью лупинга, приняв его диаметр равным диаметру основной магистрали.

При турбулентном режиме течения ($m=0{,}25$)

$$i_л = 0{,}296i = 0{,}296 \cdot 0{,}00622 = 0{,}00184.$$

Необходимая длина лупинга определится по формуле (1.25)

$$x_л = 614{,}5\,\frac{4{,}9-4}{0{,}00622-0{,}00184} = 126\,300 \text{ м} = 126{,}3 \text{ км}.$$

Размещение насосных станций и лупингов вдоль трассы производим графическим способом. Откладываем в масштабе высот отрезок OM (см. рис. 11), представляющий собой суммарный напор четырех станций. В точках M и B строим параллелограмм гидравлических уклонов, стороны которых параллельны сторонам треугольников гидравлических уклонов kt и nt (верхний угол на рис. 11). Отрезок OM делим на четыре равные части по числу станций, и из точек деления строим подобные параллелограммы со сторонами, параллельными первому. Точки пересечения сторон параллелограммов определяют зоны расположения станций aa_1; bb_1 и cc_1.

По условиям строительства вторую насосную станцию располагаем на 135 км. Лупинг, протяженностью 85 км, mn, располагаем в конце первого перегона и в начале второго с целью снижения давления в конце и преодоления перевала в начале перегона. Третью станцию устанавливаем на 245 км. Лупинг протяженностью 25 км, de, на третьем перегоне устанавливаем в середине для преодоления перевала. Четвертую станцию размещаем на 380 км. Остаток лупинга 16,3 км, kl, размещаем в конце последнего перегона, что позволит уменьшить внутреннее давление в трубопроводе. Все построения на рис. 11 выполнены без учета подпорных насосов.

§ 5. Гидравлический расчет газопроводов, расстановка компрессорных станций

Магистральный газопровод имеет ряд отличительных особенностей в сравнении с нефтепроводами, которые характеризуются свойствами перекачиваемого газа, а именно сжимаемостью газа, изменением его температуры при сжатии. Расчет магистрального газопровода, по которому перекачивается газ или смесь газов, включает решение следующих основных вопросов: обработка первичных данных, пользуясь основными законами и формулами термодинамики для смеси газов; определение расчетной пропускной способности газопровода; выбор типа машин и их числа; определение средних параметров перекачки газа; гидравлический расчет газопровода; выбор оптимального диаметра газопровода.

Природные газы всегда состоят из смеси газов, главную долю которой обычно составляет метан. Свойства смеси газов определяют по характеристикам индивидуальных составляющих.

Относительная молекулярная масса смеси

$$M_{см} = y_1M_1 + y_2M_2 + \ldots + y_nM_n, \qquad (1.29)$$

где M_1, M_2, ..., M_n — относительные молекулярные массы компонентов; y_1, y_2, ..., y_n — мольные (объемные) концентрации компонентов в долях единицы.

Плотность смеси газов

$$\rho_{см} = \frac{M_{см}}{22{,}41}, \tag{1.30}$$

где $M_{см}$ — молярная масса смеси, численно равная относительной молекулярной массе.

Относительная плотность смеси по воздуху

$$\Delta_в = \frac{\rho_{см}}{\rho_в}, \tag{1.31}$$

где $\rho_в$ — плотность сухого воздуха, равная 1,293 кг/м³.

Газовая постоянная смеси

$$R = \frac{8300}{M_{см}}. \tag{1.32}$$

Динамическая вязкость смеси

$$\mu_{см} = y_1\mu_1 + y_2\mu_2 + \ldots + y_n\mu_n, \tag{1.33}$$

где μ_1, μ_2, ..., μ_n — вязкость отдельных компонентов.

Критические параметры смеси (температура и давление) определяются аналогичным образом:

$$T_{кр.см} = y_1T_{кр1} + y_2T_{кр2} + \ldots + y_nT_{крn}; \tag{1.34}$$

$$p_{кр\,см} = y_1p_{кр1} + y_2p_{кр2} + \ldots + y_np_{крn}, \tag{1.35}$$

где $T_{кр1}$, $T_{кр2}$, ..., $T_{крn}$; $p_{кр1}$, $p_{кр2}$, ..., $p_{крn}$ — соответственно критические температура и давление компонентов смеси.

При технических расчетах объем газа приводят к нормальным условиям ($t=0°$ С и $p=1$ кгс/см²) или к стандартным условиям ($t=20°$ С и $p=1$ кгс/см²).

Для приведения объемов газа к нормальным или стандартным условиям используют формулы

$$V_н = V_р \frac{p}{0{,}1} \frac{273{,}16}{zT}; \tag{1.36}$$

$$V_{ст} = V_р \frac{p}{0{,}1} \frac{293{,}16}{zT}, \tag{1.37}$$

где $V_р$ — объем газа в рабочих условиях; p, T — соответственно давление и абсолютная температура в рабочих условиях; z — коэффициент сжимаемости в рабочих условиях.

Расчетную суточную пропускную способность магистрального газопровода определяют по формуле

$$q_{сут} = \frac{Q_{год}}{365k_н}, \tag{1.38}$$

где $Q_{год}$ — годовая пропускная способность газопровода; $k_н$ — среднегодовой коэффициент неравномерности транспортировки газа ($k_н$=0,85 для газопроводов длиной более 300 км без подземных хранилищ газа и $k_н$=0,75 для газопроводов длиной менее 300 км).

Зависимость расчетной пропускной способности газопровода (в млн. м³/сут) от параметров газопровода и физических свойств газа выражается следующей формулой:

$$q_{сут} = 0{,}326 \cdot 10^{-6} D_в^{2{,}5} \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{\lambda \Delta_в z_{ср} T_{ср} l}}, \qquad (1.39)$$

где $p_н$ и $p_к$ — соответственно начальное и конечное давление на участке, кгс/см²; $D_в$ — внутренний диаметр трубопровода, мм; λ — полный коэффициент гидравлического сопротивления; $T_{ср}$ — средняя по длине газопровода температура транспортируемого газа, К; $z_{ср}$ — средний коэффициент сжимаемости газа; l — длина участка газопровода, км.

Режим течения газа по трубопроводу определяется из соотношения

$$q_{пер} = 0{,}4 D_в^{2{,}5} \frac{\mu_{см}}{\Delta_в}, \qquad (1.40)$$

где $q_{пер}$ — условная (пересчитанная) величина, сравниваемая с суточной пропускной способностью газопровода. Если $q_{сут} < q_{пер}$, то режим течения газа переходный, если $q_{сут} \geqslant q_{пер}$, то режим течения газа квадратичный.

Коэффициент гидравлического сопротивления при течении газа по трубопроводу определяется по обобщенной формуле

$$\lambda_{тр} = 0{,}067 \left(\frac{158}{Re} + \frac{2k_э}{D_в} \right)^{0{,}2}, \qquad (1.41)$$

где $k_э$ — эквивалентная шероховатость труб (экспериментами установлено, что в среднем $k_э$=0,03 мм); Re — число Рейнольдса,

$$Re = \frac{v D_в \rho}{\mu_{см}} = 1{,}81 \cdot 10^3 \frac{q_{сут} \Delta_в}{D_в \mu_{см}}. \qquad (1.42)$$

При квадратичном режиме течения $\lambda_{тр}$ не зависит от Re и является функцией относительной шероховатости, поэтому, приняв $k_э$=0,03, имеем

$$\lambda_{тр} = 0{,}067 \left(\frac{2k_э}{D_в} \right)^{0{,}2} = \frac{0{,}03817}{D_в^{0{,}2}}. \qquad (1.43)$$

При переходном режиме течения $\lambda_{тр}$ определяется по формуле (1.41).

С учетом усредненных местных сопротивлений по трассе га-

зопровода полный коэффициент гидравлического сопротивления λ принимается на 5% выше $\lambda_{тр}$:

$$\lambda = 1{,}05\lambda_{тр}. \tag{1.44}$$

Физические параметры газа, необходимые для гидравлического расчета, определяются при средних (по длине расчетного участка) давлении и температуре газа.

Средняя температура газа по длине расчетного участка определяется по формуле

$$t_{ср} = t_0 + \frac{t_н - t_0}{\frac{62{,}6kD_н l}{q_{сут}\Delta_в c_р 10^6}}\left(1 - e^{-\frac{62{,}6kD_н l}{q_{сут}\Delta_в c_р 10^6}}\right), \tag{1.45}$$

где t_0 — средняя температура грунта на глубине заложения газопровода; $t_н$ — температура газа в начале газопровода; k — коэффициент теплопередачи от газа к грунту (для сухого песка $k=1$ ккал/м^2·ч·°С, для влажного песка $k=3$ ккал/м^2·ч·°С, для сырой глины $k=1{,}35$ ккал/м^2·ч·°С, при отсутствии данных о характере и влажности грунта по трассе газопровода ориентировочно принимают $k=1{,}5$ ккал/м?·ч·°С).

Среднее давление газа вдоль трассы трубопровода

$$p_{ср} = \frac{2}{3}\left(p_н + \frac{p_к^2}{p_н + p_к}\right), \tag{1.46}$$

где $p_н$, $p_к$ — давление газа соответственно в начале и конце трубопровода.

Для увеличения пропускной способности газопровода укладывается параллельная нитка (лупинг). Длина лупинга $x_л$ заданного диаметра определяется по следующей формуле:

$$\frac{x_л}{l} = \frac{1 - \left(\frac{Q_0}{Q}\right)^2}{1 - \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{D_л}{D_0}\right)^{5/2}\right]^2}}, \tag{1.47}$$

где Q_0, D_0 — соответственно расход газа и диаметр газопровода до прокладки лупинга; Q — расход газа после прокладки лупинга; $D_л$ — диаметр лупинга.

Расчетное число промежуточных компрессорных станций определяется из выражения

$$n_{к.с} = \frac{L - l_п}{l_{к.с}}, \tag{1.48}$$

где L — полная длина газопровода; $l_{к.с}$ — длина промежуточных перегонов; $l_п$ — длина последнего участка газопровода.

Длина промежуточных перегонов (расстояние между компрессорными станциями) определится:

для квадратичного режима

$$l_{к.с} = \frac{\left(AD_в^{2,6}\right)^2}{\Delta_в T_{ср} z_{ср}} \frac{p_н^2 - p_к^2}{q_{сут}^2}; \qquad (1.49)$$

для переходного режима

$$l_{к.с} = \frac{\left(A' D_в^{2,5}\right)^2}{\lambda \Delta_в T_{ср} z_{ср}} \frac{p_н^2 - p_к^2}{q_{сут}^2}, \qquad (1.50)$$

где $l_{к.с}$ — расчетное расстояние между компрессорными станциями; $A = 1{,}67 \cdot 10^{-6} \alpha_г \varphi E_э$ (при квадратичном режиме течения газа); $A' = 0{,}332 \cdot 10^{-6} \alpha_г \varphi E_э$ (при переходном режиме); $\alpha_г$ — коэффициент, учитывающий отклонение режима течения газа от квадратичного; φ — коэффициент, учитывающий наличие в газопроводе подкладных колец; $E_э$ — коэффициент эффективности, учитывающий техническое состояние газопровода, влияющее на его гидравлическое сопротивление.

Пример. Определить свойства смеси газов, состав и характеристика которых приведены в табл. 1.

Таблица 1

Сводные данные расчетных параметров газа

Компоненты	Химическая формула	Молекулярный состав y, %	Молярная масса M, кг/моль	Динамическая вязкость μ, $\frac{Н \cdot с}{м^2}$	Критическая температура $T_{кр}$, К	Критическое давление $p_{кр}$, кгс/см²	Плотность ρ, кг/м³	Теплоемкость c_p, ккал/(кг·К)
Метан	CH_4	85,8	16	$103 \cdot 10^{-7}$	181	45,8	0,7168	0,5172
Этан	C_2H_6	5,4	30	$86{,}03 \cdot 10^{-7}$	305,4	48,2	1,344	0,3934
Пропан	C_3H_8	4,85	44	$75{,}05 \cdot 10^{-7}$	368,8	49,4	1,967	0,3701
Бутан	C_4H_{10}	0,03	58	$69{,}06 \cdot 10^{-7}$	425	34,9	2,598	—
Пентан	C_5H_{12}	0,09	72	$61{,}99 \cdot 10^{-7}$	470	32,3	3,221	—
Двуокись углерода	CO_2	0,53	44	$138{,}03 \cdot 10^{-7}$	134,1	36,2	1,9768	0,1946
Азот и редкие газы		3,3	28	$166{,}08 \cdot 10^{-7}$	126	34,6	1,2505	0,2482
		100,0						

Определим относительную среднюю молярную массу смеси

$$M_{см} = 16 \cdot 0{,}858 + 30 \cdot 0{,}054 + 44 \cdot 0{,}0485 + 58 \cdot 0{,}0003 + 72 \cdot 0{,}0009 + 44 \cdot 0{,}0053 + 28 \cdot 0{,}033 = 18{,}721 \text{ кг/моль}.$$

Плотность смеси газов

$$\rho_{см} = \frac{18{,}721}{22{,}41} = 0{,}835 \text{ кг/м}^3.$$

Относительная плотность смеси по воздуху

$$\Delta_в = \frac{0{,}835}{1{,}293} = 0{,}646 \text{ кг/м}^3.$$

Газовая постоянная смеси

$$R = \frac{8300}{18{,}721} = 443{,}352.$$

Динамическая вязкость смеси

$$\mu_{см} = 103 \cdot 10^{-7} \cdot 0{,}858 + 86{,}03 \cdot 10^{-7} \cdot 0{,}054 + 75{,}05 \cdot 10^{-7} \cdot 0{,}0485 + + 69{,}06 \cdot 10^{-7} \cdot 0{,}0003 + 61{,}99 \cdot 10^{-7} \cdot 0{,}0009 + 138{,}03 \cdot 10^{-7} \cdot 0{,}0053 + + 166{,}08 \cdot 10^{-7} \cdot 0{,}033 = 10{,}5 \cdot 10^{-7} \text{ кгс} \cdot \text{с/м}^2.$$

Средняя теплоемкость смеси

$$c_{р.см} = 0{,}5172 \cdot 0{,}858 + 0{,}3934 \cdot 0{,}054 + 0{,}3701 \cdot 0{,}0485 + + 0{,}1946 \cdot 0{,}0053 + 0{,}2482 \cdot 0{,}033 = 0{,}492 \text{ ккал/кг} \cdot \text{К}.$$

Критическая температура смеси

$$T_{кр.см} = 181 \cdot 0{,}858 + 305{,}4 \cdot 0{,}054 + 368{,}8 \cdot 0{,}0485 + 425{,}0 \cdot 0{,}0003 + + 470 \cdot 0{,}0009 + 134{,}1 \cdot 0{,}0053 + 126 \cdot 0{,}033 = 195{,}096 \text{ К}.$$

Критическое давление смеси

$$p_{кр.см} = 45{,}8 \cdot 0{,}858 + 48{,}2 \cdot 0{,}054 + 49{,}4 \cdot 0{,}0485 + 34{,}9 \cdot 0{,}0003 + + 32{,}3 \cdot 0{,}0009 + 36{,}2 \cdot 0{,}0053 + 34{,}6 \cdot 0{,}033 = 45{,}668 \text{ кгс/см}^2.$$

Пример. Годовая пропускная способность газопровода $Q_{год} = 11\,200$ млн. м^3 в год; начальное давление на участке 75 кгс/см^2, конечное давление 50 кгс/см^2; диаметр газопровода $D_н = 1020$ мм; толщина стенки трубы $\delta = 14$ мм; длина участка газопровода 620 км; начальная и конечная нивелировочные отметки газопровода не превышают 150 м. Температура газа после КС $t_н = 50°$ С. Средняя температура грунта $t_0 = 3°$ С. Коэффициент теплопередачи от газа к грунту $k = 1{,}5$ ккал/(м$^2 \cdot$ ч $\cdot °$С). Определить параметры перекачки газа, число перекачивающих станций и расстояние между ними.

Исходные данные о свойствах газа приведены в предыдущем примере.

Расчетную суточную пропускную способность газопровода определим по формуле (1.38).

$$q_{сут} = \frac{11\,200}{365 \cdot 0{,}85} = 36{,}1 \text{ млн. м}^3/\text{сут}.$$

Определим физические параметры газа, необходимые для гидравлического расчета (среднюю температуру перекачки газа и среднее давление газа по длине газопровода), по формулам (1.45) и (1.46):

$$t_{ср} = 3 + \frac{50-3}{\frac{62{,}6\cdot 1{,}5\cdot 1020\cdot 620}{36{,}1\cdot 0{,}646\cdot 0{,}492\cdot 10^6}} \cdot \left(1 - e^{\frac{-62{,}6\cdot 1{,}5\cdot 1020\cdot 620}{36{,}1\cdot 0{,}646\cdot 0{,}492\cdot 10^6}}\right) =$$

$$= 12{,}1\ ^\circ C;$$

$$T_{ср} = 273{,}15 + 12{,}1 = 285{,}25\ K;$$

$$p_{ср} = \frac{2}{3}\left(75 + \frac{50^2}{75+50}\right) = 63{,}33\ кгс/см^2.$$

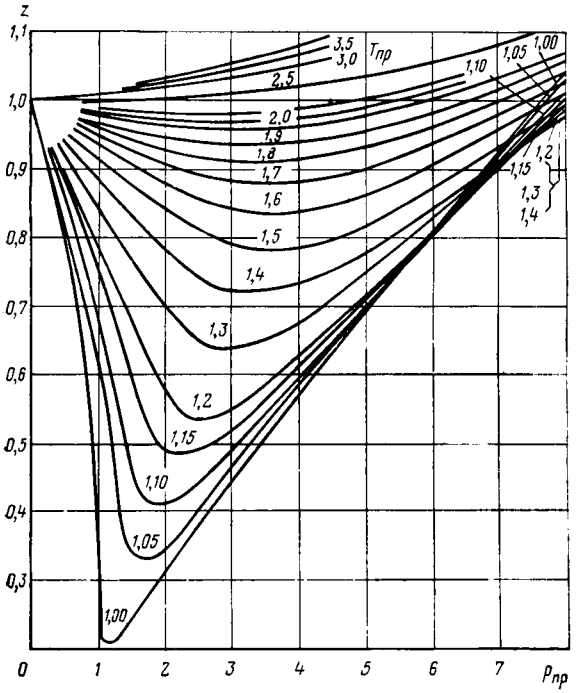


Рис. 12. Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от давления в приведенных условиях

Для определения коэффициента сжимаемости z определим приведенные параметры (температуру и давление). Приведенными параметрами называются отношения рабочих параметров к критическим:

$$T_{\text{пр}} = \frac{T_{\text{ср}}}{T_{\text{кр}}} = \frac{285{,}25}{195{,}096} = 1{,}46;$$

$$p_{\text{пр}} = \frac{p_{\text{ср}}}{p_{\text{кр}}} = \frac{63{,}33}{45{,}668} = 1.387.$$

Зная $T_{\text{пр}}$ и $p_{\text{пр}}$, по номограмме [16] (рис. 12) определяем $z_{\text{ср}} = 0{,}82$.

Определим режим течения газа по трубопроводу

$$q_{\text{пср}} = 0{,}4 \cdot 992^{2{,}5} \frac{10{,}5 \cdot 10^{-7}}{0{,}646} = 20{,}15 \text{ млн. м}^3\text{/сут},$$

что меньше значения $q_{\text{сут}} = 36{,}1$ млн. м^3/сут, следовательно, режим течения газа квадратичный, поэтому можно сразу найти расстояние между компрессорными станциями по формуле (1.49)

$$l_{\text{к.с}} = \frac{(1{,}67 \cdot 10^{-6} \cdot 992^{2{,}6})^2}{0{,}646 \cdot 285{,}1 \cdot 0{,}82} \frac{75^2 - 50^2}{36{,}1^2} = 169 \text{ км}.$$

Число компрессорных станций

$$n_{\text{к.с}} = \frac{620}{169} = 3{,}67 \text{ станций},$$

принимаем число станций $n'_{\text{к.с}} = 4$, тогда

$$l'_{\text{к.с}} = \frac{620}{4} = 155 \text{ км}.$$

Из формулы (1.49) определим давление в конце газопровода, подставляя новое значение перегона $l'_{\text{к.с}}$ между компрессорными станциями,

$$p_{\text{к}} = \sqrt{p_{\text{н}}^2 - \frac{\Delta_{\text{в}} T_{\text{ср}} z_{\text{ср}} q_{\text{сут}}^2 l'_{\text{к.с}}}{(A \cdot D_{\text{в}}^{2{,}6})^2}} =$$

$$= \sqrt{75^2 - \frac{0{,}646 \cdot 285{,}1 \cdot 0{,}82 \cdot 36{,}1^2 \cdot 155}{(1{,}67 \cdot 10^{-6} \cdot 992^{2{,}6})^2}} = 52{,}5 \text{ кгс/см}^2.$$

По значениям $p_{\text{н}}$ и $p_{\text{к}}$ определяем степень сжатия газа

$$\varepsilon = \frac{p_{\text{н}}}{p_{\text{к}}} = \frac{75}{52{,}5} = 1{,}428.$$

По каталогу подбираем центробежный нагнетатель Н-16-76/1.44 с приводом от ГТН-16 мощностью 16 МВт.

ГЛАВА 2

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ТРАСС МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

§ 6. Определение области поиска оптимальной трассы

Задача выбора оптимальной трассы магистрального трубопровода в общем виде формулируется следующим образом: на местности рассматривается некоторая область G, включающая точки A и B, которые должны быть соединены трубопроводом (рис. 13). В каждой точке области определено значение критерия оптимальности (например, стоимость строительства трубопровода). В области G существует множество различных путей, соединяющих точки A и B. Каждому пути соответствует определенное значение критерия оптимальности W. Требуется из всех существующих путей выбрать путь с экстремальным значением критерия (т. е. в нашем случае с наименьшей стоимостью строительства трубопровода).

Область G, в которой осуществляется поиск оптимальной трассы, называется иногда областью развития линии трубопровода. Она должна быть такой, чтобы в ней обязательно находилась оптимальная трасса, а за ее пределами любая трасса была бы заведомо худшей. Кроме того, размеры области должны быть минимально необходимыми для уменьшения объема исходной информации.

Как показывает опыт проектирования и строительства трубопроводов, фактическая длина магистрального трубопровода, как правило, больше длины геодезической прямой, соединяющей начальную и конечную точки трассы, так как при трассировании линии трубопровода необходимо обходить различные препятствия. Отклонение от прямой будет тем значительней, чем больше встречается препятствий и чем выше стоимость их преодоления. Отклонение характеризуется коэффициентом развития линии трубопровода [5]

$$k_{\text{р}} = \frac{L_{\text{ф}}}{l_0}, \qquad (2.1)$$

где $L_{\text{ф}}$ — фактическая длина трубопровода; l_0 — длина геодезической прямой между A и B.

По результатам статистической оценки коэффициентов развития построенных трубопроводов было установлено, что для трубопроводов, проложенных в равнинной местности, значения коэффициентов развития не превышают 1,05; для среднепересе-

ченной болотистой местности они находятся в пределах 1,03—1,24; для сильнопересеченной с большим числом естественных и искусственных препятствий — в пределах 1,16—1,4.

Коэффициент развития можно также определить из следующего соотношения [1]:

$$k_{\text{р}} = \frac{w_0}{w_{\text{н}} l_0}, \tag{2.2}$$

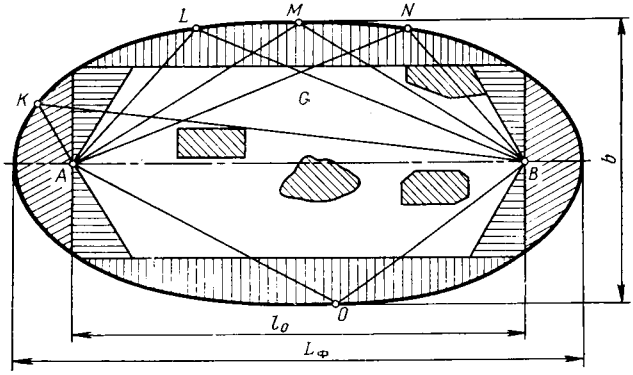


Рис. 13. Область поиска оптимальной трассы трубопровода

где w_0 — стоимость строительства трубопровода вдоль геодезической прямой; $w_{\text{н}}$ — стоимость строительства 1 км трубопровода в нормальных условиях.

Если задан максимальный коэффициент развития линии трубопровода ($k_{\text{р max}}$) для рассматриваемого района прохождения трассы, то тем самым вводится жесткое ограничение на положение границы области прокладки

$$L_{\text{ф}} \leqslant k_{\text{р max}} l_0. \tag{2.3}$$

Все возможные трассы, удовлетворяющие этому условию, должны быть заключены внутри кривой линии, каждая точка которой удалена от начального и конечного пунктов трубопровода на расстояния, дающие в сумме $k_{\text{р}} l_0$. Такой кривой является эллипс с фокусами в точках A и B (см. рис. 13), малая ось которого

$$b = l_0 \sqrt{k^2_{\text{р max}} - 1} \tag{2.4}$$

Из определенной таким образом теоретической области поиска необходимо исключить заведомо неоптимальные и запретные зоны (на рис. 13 они заштрихованы).

Пример. На рис. 14 изображен район прохождения будущей трассы магистрального трубопровода, в котором встречаются четыре зоны различного вида препятствий. В нормальных условиях стоимость прокладки трубопровода $w_н=50$ тыс. руб/км; при пересечении препятствий *I* вида $w_I=65$ тыс. руб/км; *II* вида $w_{II}=55$ тыс. руб/км; *III* вида $w_{III}=60$ тыс. руб/км и *IV* вида $w_{IV}=70$ тыс. руб/км. Длина геодезической прямой *AB*

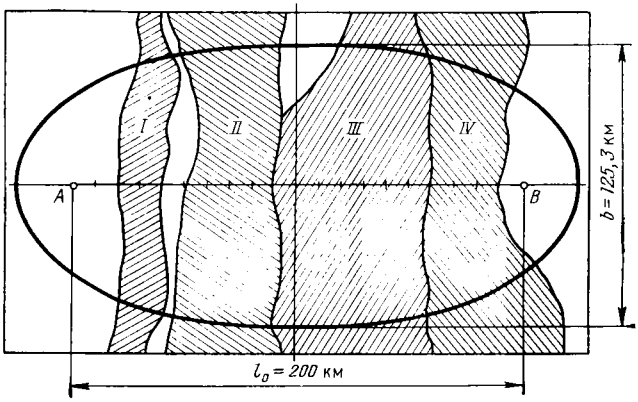


Рис. 14. К примеру определения области поиска оптимальной трассы

$l_0=200$ км, она пересекает зону препятствий *I* вида на участке длиной $l_I=20$ км; *II* вида $l_{II}=40$ км; *III* вида $l_{III}=70$ км и *IV* вида $l_{IV}=30$ км.

Стоимость строительства трубопровода на геодезической прямой будет составлять $w_0=w_I l_I+w_{II}l_{II}+w_{III}l_{III}+w_{IV}l_{IV}+w_н\times\times(l_0-l_I-l_{II}-l_{III}-l_{IV})=65\cdot20+55\cdot40+60\cdot70+70\cdot30+50(200-20-40-70-30)=11\,800$ тыс. руб.

Коэффициент развития подсчитываем по формуле (2.2)

$$k_р=\frac{11\,800}{50\cdot200}=1{,}18.$$

Ширину области поиска определяем по формуле (2.4), принимая в качестве максимального значения коэффициента развития $k_{р\,max}=1{,}18$,

$$b=200\sqrt{1{,}18^2-1}=125{,}3 \text{ км}.$$

На рис. 14 построена получившаяся теоретическая область поиска оптимальной трассы трубопровода.

§ 7. Исходная информация для определения оптимальной трассы

Ввиду того, что практически трудно выразить изменение критерия оптимальности по всей области поиска оптимальной трассы в виде непрерывной функциональной зависимости от координат текущей точки (хотя такие попытки и делались), большинство задач о выборе оптимальной трассы формулируются как задачи о поиске «кратчайшего пути» на сети. При этом бесконечное множество возможных трасс в непрерывной области развития заменяется конечным множеством фиксированных на

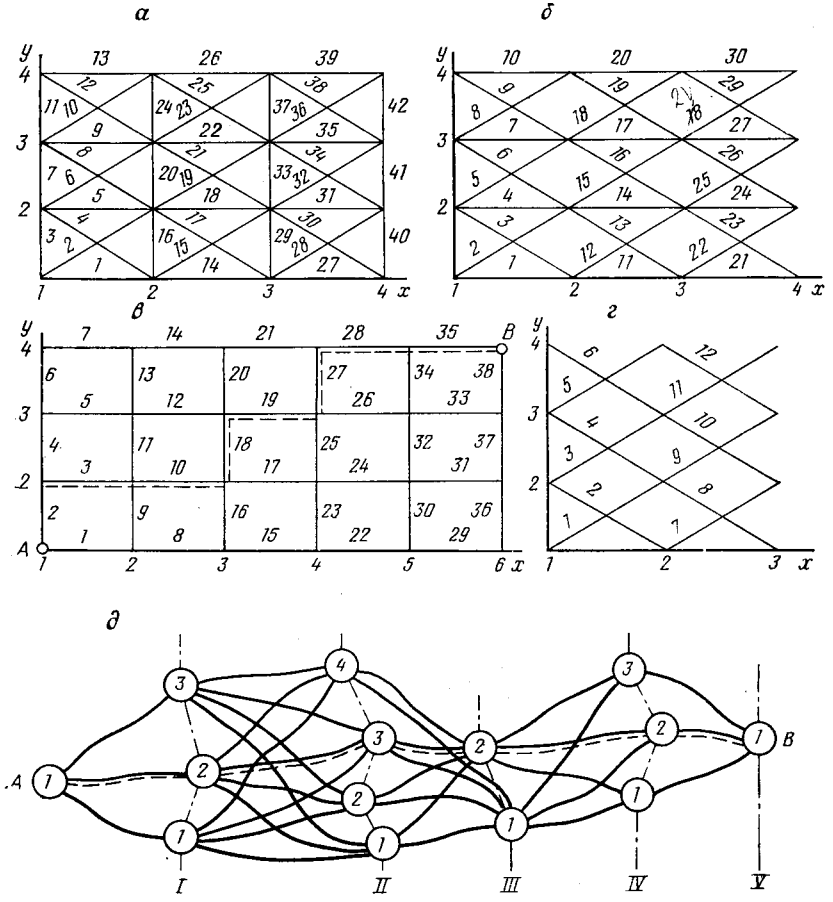


Рис. 15. Сетки, применяемые для выбора оптимальных трасс магистральных трубопроводов:

а — прямоугольная с диагоналями; *б* — прямоугольная с диагоналями без вертикалей; *в* — прямоугольная без диагоналей; *г* — диагональная; *д* — произвольного вида; — — — — оптимальная трасса

местности допустимых путей, состоящих из дуг сети (узлом сети называется точка, в которой сходятся два и более линейных элементов сети; дугой называется линия, соединяющая два узла).

В практике оптимального проектирования сеть для выбора трассы наносится на топографические карты или аэрофотоснимки. Конфигурация сети выбирается в зависимости от размеров области развития (длины и ширины области), масштаба топографических карт и сложности условий местности района строительства. Наиболее простые формы сетей — прямоугольные различного вида (рис. 15, *а—г*) строятся без учета сложности топографических условий и применяются в основном для равнинной и среднепересеченной местности. Более сложные сети произвольного вида (рис. 15, *д*) наносятся на карты, учитывая возможности обхода или удобного пересечения различных препятствий, с привлечением для этого квалифицированных специалистов и рекомендуются в условиях сильно пересеченной местности. В любом случае ориентация сети выбирается таким образом, чтобы абсцисса начальной точки трассы была меньше абсциссы конечной точки. Нумерация дуг сети показана на рис. 15.

В состав исходной информации для расчета оптимальной трассы входят три группы данных: исходные данные о местности, пересекаемой дугами сети; удельные стоимостные показатели для формирования критерия оптимальности; расчетные параметры.

Информация первой группы содержит сведения о природно-климатических условиях местности для строительства трубопровода по всем дугам сети. При этом каждая дуга рассматривается как последовательность различных участков местности, каждому из которых соответствует определенная категория в классификации местности [1], и протяженность, замеряемая по карте на прямолинейных дугах измерительной линейкой, а на криволинейных — по показанию курвиметра. Направление съемки информации по дуге принято слева направо для горизонтальных и диагональных дуг и

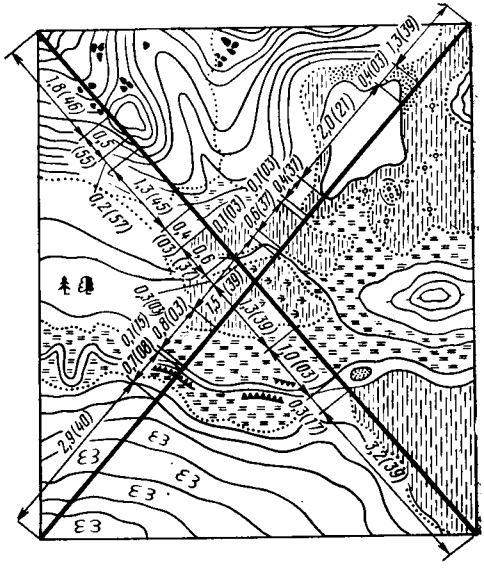


Рис. 16. К примеру снятия исходной информации с местности

снизу вверх для вертикальных дуг. Информация по дугам должна располагаться согласно их нумерации.

Приведем в качестве примера запись исходной информации для двух диагональных дуг сети (рис. 16). При этом каждый участок местности кодируется пятисимвольной записью в десятичной системе исчисления и заносится в специальный бланк. Первые три символа, включая символ «,» (запятая), представляют собой протяженность участка, последующие два символа соответствуют номеру категории рассматриваемого участка, определяемого по эталону. Недостающие символы в каждой смысловой части дополняются слева нулями. Информация, относящаяся к одной дуге, начинается с разделителя «—» (минус).

Первая диагональ		Вторая диагональ	
—2,9	40	—3,2	39
0,7	08	0,3	17
0,1	15	1,0	03
0,8	03	1,3	39
1,5	39	0,3	03
0,1	03	0,6	37
0,6	37	0,4	03
0,1	03	1,3	45
0,4	37	0,2	57
2,0	21	0,5	55
0,4	03	1,8	46
1,3	39		

Информация второй группы представляет собой стоимости прокладки единицы длины трубопровода заданного диаметра в различных условиях местности по классификации из [1]. Они определяются по ЕНиРам, ЕРЕРам, прейскурантам, ведомственным нормам, а также по выполненным ранее аналогичным сметно-финансовым расчетам.

К расчетным параметрам — информации третьей группы относятся данные о виде и размерах сети, координатах начальной и конечной точек трассы, масштабе топографических карт и т. д.

§ 8. Выбор оптимальной трассы методом динамического программирования

Для выбора оптимальной трассы трубопровода между двумя точками по одному критерию в настоящее время используются алгоритмы Беллмана, Ли, ускоренного поиска и последовательного анализа вариантов.

Покажем, как осуществляется процесс поиска оптимальной трассы [1] для сети, конфигурация которой и нумерация дуг изображены на рис. 15, *в*. Значения критерия w для каждой дуги сети определены заранее и приведены в табл. 2. Поиск оптимальной трассы осуществляется путем оформления двух

Таблица 2

Исходные данные для примера выбора оптимальной трассы

Номер дуги	w	Номер дуги	w	Номер дуги	w	Номер дуги	w
1	5,1	11	6,2	20	2,8	30	8,8
2	2,6	12	8,9	21	8,5	31	0,8
3	3,6	13	9,3	22	1,2	32	8,3
4	9,3	14	4,4	23	5,7	33	5,4
5	4,7	15	7,8	24	7,0	34	9,5
6	5,4	16	7,9	25	7,7	35	1,5
7	5,7	17	9,5	26	0,9	36	5,1
8	2,7	18	6,6	27	4,2	37	9,1
9	9,1	19	5,7	28	6,0	38	8,7
10	2,4			29	3,4		

списков u и v, в которые помещаются координаты узловых точек сети x и y, значения критерия для пробного пути и направление входа в этот узел Θ (рис. 17). В первый список u заносятся характеристики концевой точки наиболее перспективного на данном шаге пробного пути. Во втором списке v записываются характеристики концевых точек пробных путей, образующихся при надстройке рассматриваемого пробного пути на одну дугу сетки. На первом шаге заносим в список $u(1)$ координаты начальной точки $A(1,1)$ с $w=0$ (направление входа в начальную точку безразлично), определяем для A соседние узловые точки и с соответствующими характеристиками заносим в список $v(1)$.

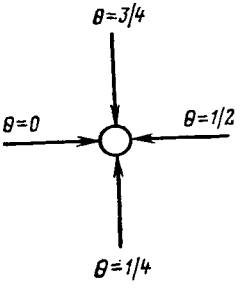


Рис. 17. Направления входа в узел

Список u (1)

x, y	w	θ
1,1	0	—

Список v (1)

x, y	w	θ
2,1	5,1	0
1,2	2,6	1/4

Определяем в v (1) точку с минимальным значением $w=2{,}6$ и переносим эту точку (1,2) в список u (2). В список v (2) помещаем все соседние с ней точки и их характеристики.

Список u (2)

x, y	w	θ
1,1	0	—
1,2	2,6	1/4

Список v (2)

x, y	w	θ
2,1	5,1	0
1,3	11,9	1/4

В результате получаем список u (2) и список v (2):

На третьем шаге получаем

Список u (3)

x, y	w	θ
1,1	0	—
1,2	2,6	1/4
2,1	5,1	0

Список v (3)

x, y	w	θ
2,2	6,2	0
1,3	11,9	1/4
3,1	7,8	0
2,2	14,2	1/4

Из списка v на каждом шаге вычеркиваем точки, совпадающие по координатам с перенесенной в список u точкой, но имеющей большие значения w, например точку (2.2) с $w=14{,}2$ и $\Theta=1/4$ после переноса в список $u(4)$ точки (2, 2) с $w=6{,}2$ и $\Theta=0$.

На четвертом шаге получаем

Список u (4)

x, y	w	θ
1,1	0	—
1,2	2,6	1/4
2,1	5,1	0
2,2	6,2	0

Список v (4)

x, y	w	θ
1,3	11,9	1/4
3,1	7,8	0
3,2	8,6	0
2,3	12,4	1/4

Этот процесс продолжается до 24-го шага, когда конечная точка трассы B (6, 4) не окажется в списке u. Окончательный вид списка u:

Список u (24)

x, y	w	θ	x, y	w	θ
1,1	0	—	3,4	16,0	1/4
1,2	2,6	1/4	4,2	18,1	0
2,1	5,1	0	6,1	20,2	0
2,2	6,2	0	4,3	20,9	0
3,1	7,8	0	2,4	21,7	1/4
3,2	8,6	0	5,3	21,8	0
1,3	11,9	1/4	5,2	25,1	0
2,3	12,4	1/4	4,4	25,1	1/4
3,3	15,2	1/4	6,2	25,3	1/4
4,1	15,6	0	6,3	27,2	0
5,1	16,8	0	5,4	31,1	0
1,4	17,3	1/4	6,4	32,6	0

По направлениям входа Θ в точки списка u (24) восстанавливаем оптимальную трассу

$$\theta = 6{,}4 \overset{0}{\rightarrow} 5{,}4 \overset{0}{\rightarrow} 4{,}4 \overset{1/4}{\rightarrow} 4{,}3 \overset{0}{\rightarrow} 3{,}3 \overset{1/4}{\rightarrow} 3{,}2 \overset{0}{\rightarrow} 2{,}2 \overset{0}{\rightarrow} 1{,}2 \overset{1/4}{\rightarrow} 1{,}1.$$

значение критерия для которой ($w=29{,}3$) минимальное. На рис. 15, *в* оптимальная трасса изображена пунктирной линией.

При использовании для поиска оптимального пути на сети алгоритма ускоренного поиска каждый построенный от начальной точки трассы пробный путь оценивается не истинным значением критерия, а соответствующей ему перспективной оценкой

$$\varphi(L_{AB}) = w(L) + R_{x,y}, \tag{2,5}$$

где $\varphi(L_{AB})$ — перспективная оценка значения критерия для всего пути от начальной до конечной точки трассы, содержащего пробный путь L в качестве начального участка; $w(L)$ — критерий для пробного пути L; $R_{x,y}$ — перспективная оценка оставшегося участка пробного пути от его концевой точки с координатами x, y до конечной точки трассы B (x_B, y_B), определяемая как

$$R_{x,y} = \sum_{i=1}^{x_B - x} a_i + \sum_{j=1}^{y_B - y} b_j, \tag{2.6}$$

где a_i и b_j — наименьшие значения критерия по дугам в каждом столбце и в каждой строке оставшегося участка сети (от точки с координатами x, y и до точки B) соответственно.

При внесении такого изменения в рассмотренный ранее алгоритм в расчете не будут участвовать пробные пути, не достигшие конечной точки трассы, перспективная оценка которых превосходит значение критерия для оптимального пути от начальной до конечной точки трассы,

$$\varphi(L_{AB}) > w_{\text{opt}}. \tag{2.7}$$

Пример. Рассмотрим применение алгоритма ускоренного поиска для выбора оптимальной трассы по сети, изображенной на рис. 15, *в* с исходными данными из табл. 2.

Находим наименьшие значения критерия по дугам в каждом столбце (a_i) и в каждой строке (b_j): для первого столбца, который составляют горизонтальные дуги с абсциссами начальных точек $x=1$, конечных точек $x=2$, $a_1=3{,}6$; для второго и последующих столбцов $a_2=2{,}4$; $a_3=5{,}7$; $a_4=0{,}9$; $a_5=0{,}8$; для первой строки, которую составляют вертикальные дуги с ординатами начальных точек $y=1$, конечных точек $y=2$, $b_1=2{,}6$; для второй строки $b_2=6{,}2$; для третьей — $b_3=2{,}8$.

Для решения используем два списка u и v. На первом шаге в список u (1) заносим характеристики начальной точки A: ко-

ординаты (1, 1); критерий $w=0$; перспективную оценку значения критерия для всего пути от начальной до конечной точки трассы

$$\varphi(L_{AB}) = R_{1,1} = a_1 + a_2 + a_3 + a_4 + a_5 + b_1 + b_2 + b_3 =$$

$$= 3{,}6 + 2{,}4 + 5{,}7 + 0{,}9 + 0{,}8 + 2{,}6 + 6{,}2 + 2{,}8 = 25{,}0.$$

Список u (1)

x, y	w	$R_{x,y}$	$\varphi(L_{AB})$	θ
1,1	0	25,0	25,0	—

В список v (1) заносим характеристики соседних точек:

Список v (1)

x, y	w	$R_{x,y}$	$\varphi(L_{AB})$	θ
2,1	5,1	2,4+5,7+0,9+0,8+2,6+6,2+2,8=21,4	26,5	0
1,2	2,6	3,6+2,4+5,7+0,9+0,8+6,2+2,8=22,4	25,0	1/4

Определяем в v (1) точку с минимальным значением перспективной оценки $\varphi(L_{AB})$ и переносим в список u (2)

Список u (2)

x, y	w	$R_{x,y}$	$\varphi(L_{AB})$	θ
1,1	0	25,0	25,0	—
1,2	2,6	22,4	25,0	1/4

Снова заносим в список v (2) характеристики соседних точек к точке (1, 2):

Список v (2)

x, y	w	$R_{x,y}$	$\varphi(L_{AB})$	θ
2,1	5,1	21,4	26,5	0
2,2	6,2	2,4+5,7+0,9+0,8+6,2+2,8=18,8	25,0	0
1,3	11,9	3,6+2,4+5,7+0,9+0,8+2,8=16,2	28,1	1/4

После 21-го шага список u (21) будет иметь следующий вид:

Список u (21)

x, y	w	$R_{x,y}$	$\varphi(L_{AB})$	θ	x, y	w	$R_{x,y}$	$\varphi(L_{AB})$	θ
1,1	0	25,0	25,0	—	3,1	7,8	19,0	26,8	0
1,2	2,6	22,4	25,0	1/4	1,3	11,9	16,2	28,1	1/4
2,2	6,2	18,8	25,0	0	4,2	18,1	10,7	28,8	0
3,2	8,6	16,4	25,0	0	4,1	15,6	13,3	28,9	0
2,3	12,4	12,6	25,0	1/4	5,1	16,8	12,4	29,2	0
3,3	15,2	10,2	25,4	1/4	6,3	27,2	2,8	30,0	0
4,3	20,9	4,5	25,4	0	1,4	17,3	13,4	30,7	1/4
3,4	18,0	7,4	25,4	1/4	6,1	20,2	11,6	31,8	0
5,3	21,8	8,6	25,4	0	5,4	31,1	0,8	31,9	0
2,1	5,1	21,4	26,5	0	6,4	32,6	0	32,6	0
4,4	25,1	1,7	26,8	1/4					

Как видно из приведенных примеров, алгоритм ускоренного поиска позволяет сократить на три шага вычислительный процесс.

Довольно часто приходится решать задачу поиска оптимальной трассы магистрального трубопровода большой протяженности на сетях произвольного вида с помощью алгоритма последовательного анализа вариантов. В этом случае к сетям предъявляются следующие требования: дуги сети в своей совокупности должны содержать все возможные с технической точки зрения варианты прокладки трассы трубопровода; узлы сети должны располагаться в пределах области поиска оптимальной трассы на непересекающихся и не образующих петли «опорных» линиях любой конфигурации; допускается соединять дугами только узловые точки соседних «опорных» линий. Для выполнения последних условий допускается до снятия исходной информации вводить в сеть фиктивные узлы.

При расчете по алгоритму последовательного анализа вариантов на каждом шаге надстраиваются на одну дугу все пробные пути, концевые точки которых находились на одной «опорной» линии, в результате надстройки получается множество новых пробных путей, достигающих своими концевыми точками следующей «опорной» линии, и т. д. На каждом шаге из нескольких пробных путей, оканчивающихся в одном и том же узле сети, выбирается путь с минимальным значением критерия, остальные же отбрасываются как бесперспективные.

Пример. На рис. 15, *д* изображена сеть произвольного вида для поиска оптимальной трассы, исходные данные для расчета приведены в табл. 3. Перед проведением расчета всю сеть разбиваем «опорными» линиями на пять полос (на рис. 15, *д* они обозначены римскими цифрами, номер полосы со-

Таблица 3

Исходные данные к примеру поиска оптимальной трассы на рис. 15, *д*

Номер полосы	Номер дуги	w	Номер полосы	Номер дуги	w
I	1—1	1,12		1—2	1,83
	1—2	1,23		2—1	1,25
	1—3	1,34		2—2	1,11
II	1—1	1,14		3—1	1,04
	1—2	1,05		3—2	0,83
	1—3	1,28		4—1	2,13
	1—4	1,48		4—2	2,05
	2—1	0,73	IV	1—1	1,61
	2—2	0,69		1—2	1,33
	2—3	0,95		1—3	1,48
	2—4	1,35		2—1	1,95
	3—1	1,01		2—2	1,25
	3—2	0,94		2—3	1,92
	3—3	0,87	V	1—1	1,73
	3—4	0,98		2—1	0,33
III	1—1	1,50		3—1	1,84

ответствует номеру ограничивающей ее справа «опорной» линии). Узлы на каждой «опорной» линии нумеруются по порядку снизу вверх арабскими цифрами, начиная с 1. Все дуги, принадлежащие одной полосе, обозначаются двумя цифрами, соответствующими номерам соединяемых дугой узловых точек на смежных «опорных» линиях. При расчете оптимальной трассы для каждой полосы составляется один список, в который заносятся характеристики исходных узловых точек (номер и суммарное значение критерия w_{opt} при оптимальном переходе к ним от начальной точки) и надстроенных в этой полосе пробных путей. Так, для первой полосы этот список будет иметь вид:

Список 1

Номер исходной точки	w_{opt}	Номер надстраиваемой дуги	Номер конечной точки	w
1 (А)	0	1—1	1	1,12
		1—2	2	1,23
		1—3	3	1,34

Поскольку в узловые точки первой «опорной» линии приходит всего по одному пути, то они и будут оптимальными переходами от начальной точки.

Для второй полосы составляется такой список:

Список II

Номер исходной точки	ω_{opt}	Номер надстраиваемой дуги	Номер конечной точки	ω
1	1,12	1—1	1	2,26
		1—2	2	2,17
		1—3	3	2,40
		1—4	4	2,60
2	1,23	2—1	1	* 1,96
		2—2	2	* 1,92
		2—3	3	* 2,18
		2—4	4	2,58
3	1,34	3—1	1	2,35
		3—2	2	2,28
		3—3	3	2,21
		3—4	4	* 2,32

В первую узловую точку на второй «опорной» линии приходит три пробных пути со значениями критерия 2,26; 1,96 и 2,35. Минимальным является второй из них (1,96), отметим его звездочкой. Аналогично рассматриваем все пробные пути, приводящие в остальные узловые точки этой «опорной» линии, и отмечаем звездочками значения критерия при оптимальном переходе к ним от точки A. Эти же значения заносятся в характеристики исходных точек при составлении списка для третьей полосы:

Список III

Номер исходной точки	ω_{opt}	Номер надстраиваемой дуги	Номер конечной точки	ω
1	1,96	1—1	1	3,46
		1—2	2	3,79
2	1,92	2—1	1	* 3,17
		2—2	2	3,03
3	2,18	3—1	1	3,22
		3—2	2	* 3,01
4	2,32	4—1	1	4,45
		4—2	2	4,37

Для четвертой полосы:

Список IV

Номер исходной точки	w_{opt}	Номер надстраиваемой дуги	Номер конечной точки	w
1	3,17	1—1	1	4,78
		1—2	2	4,50
		1—3	3	*4,65
2	3,01	2—1	1	*3,96
		2—2	2	*4,26
		2—3	3	4,93

Для последней, пятой полосы:

Список V

Номер исходной точки	w_{opt}	Номер надстраиваемой дуги	Номер конечной точки	w
1	3,96	1—1	1 (B)	5,69
2	4,26	2—1	1 (B)	* 4,59
3	4,65	3—1	1 (B)	6,49

Теперь по номерам исходных точек восстанавливается оптимальная трасса. В конечную точку B с минимальным значением критерия $w_{opt}=4,59$ можем попасть из точки с номером 2; в списке для четвертой полосы находим в строке с номером конечной точки 2, помеченной звездочкой, номер предыдущей исходной точки, равный 2; аналогично в списке для третьей полосы исходная точка имеет номер 3, во второй полосе — 2, а следующая исходная точка — начальная точка трассы A. На рис. 15, $д$ оптимальная трасса, проходящая по этим узловым точкам, отмечена пунктирной линией.

ГЛАВА 3

НАПРЯЖЕННОЕ СОСТОЯНИЕ, ПРОЧНОСТЬ, УСТОЙЧИВОСТЬ И ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

§ 9. Нагрузки и воздействия. Расчетные характеристики материалов

По СНиП II-45—75 при расчетах магистральных трубопроводов должны учитываться нагрузки и воздействия, возникающие при их сооружении, испытании и эксплуатации. Нагрузки и воздействия, а также вызываемые ими усилия и напряжения, установленные нормативными документами на основании статистического анализа, называются нормативными и обозначаются здесь и далее с индексом «н». Расчетные значения нагрузок и воздействий определяются умножением нормативных величин на коэффициент перегрузки n, учитывающий возможные отклонения их в неблагоприятную сторону. В зависимости от характера действия нагрузки и воздействия по СНиП II-6—74 подразделяются на постоянные и временные (длительные, кратковременные и особые).

К п о с т о я н н ы м относятся нагрузки и воздействия, действующие в течение всего срока строительства и эксплуатации трубопровода. Расчетные и нормативные значения постоянных нагрузок и воздействий определяются следующим образом.

1. *Собственный вес трубопровода* (в расчетах используется обычно как вес единицы длины трубопровода)

$$q_{тр} = n_{с.в}\, q^{н}_{тр} = n_{с.в}\, \gamma_{ст} F = n_{с.в}\, \gamma_{ст} \frac{\pi}{4} (D^2_{н} - D^2_{в}), \qquad (3.1)$$

или с достаточной для практических расчетов степенью точности нормативное значение собственного веса

$$q^{н}_{тр} \approx \pi D_{ср} \delta \gamma_{ст} = 0{,}0247 D_{ср} \delta, \qquad (3.2)$$

где $n_{с.в}$ — коэффициент перегрузки для собственного веса трубопровода, равный 1,1, а при расчетах на продольную устойчивость и устойчивость положения — равный 1; $\gamma_{ст}$ — объемный вес материала трубы (для стали $\gamma_{ст} = 0{,}00785$ кгс/см^3); F — площадь поперечного сечения стенок труб; $D_{н}$ — наружный диаметр трубопровода; $D_{в} = D_{н} - 2\delta$ — внутренний диаметр трубопровода; $D_{ср} = D_{н} - \delta$ — средний диаметр трубопровода; δ — толщина стенки труб.

Вес изоляции и различных устройств, которые могут быть на трубопроводе, для ориентировочных расчетов надземных переходов [13] можно принимать примерно равным 10% от собственного веса трубы, т. е.

$$q_{из} = n_{с.в}\, q^{н}_{из} \approx n_{с.в}\, 0{,}1 q^{н}_{тр}. \tag{3.3}$$

Более точно нормативное значение веса изоляции определяется так:

$$q^{н}_{из} = \gamma_{из} \frac{\pi}{4} (D^2_{из} - D^2_{н}), \tag{3.4}$$

а вес оборудования в этом случае следует принимать по паспортным данным, аналогичным проектам и эскизным проработкам. Здесь $\gamma_{из}$ — объемный вес изоляции; $D_{из}$ — номинальный наружный диаметр изолированного трубопровода.

2. *Воздействие предварительного напряжения* создается в основном за счет упругого изгиба при поворотах трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях. Продольные напряжения, возникающие в трубопроводе от упругого изгиба, определяются следующим образом ($n_{и}=1$):

$$\sigma_{и} = \sigma^{н}_{и} = \pm \frac{E D_{н}}{2R}, \tag{3.5}$$

где E — модуль упругости материала трубы (для стали $E=2\,100\,000$ кгс/см^2); R — радиус упругого изгиба трубопровода.

3. *Давление грунта на трубопровод* (в ориентировочных расчетах)

$$q_{гр} = n_{гр} q^{н}_{гр} = n_{гр} \gamma_{гр} h_{ср}, \tag{3.6}$$

где $n_{гр}$ — коэффициент перегрузки для веса грунта, равный 1, 2, а при расчетах на продольную устойчивость и устойчивость положения — 0,8; $\gamma_{гр}$ — объемный вес грунта; $h_{ср}$ — средняя глубина заложения оси трубопровода.

Более точно нормативное значение давления грунта на трубопровод определяется по рекомендациям [2]. Находится $h_{с.в}$ — глубина заложения оси трубопровода, начиная с которой над трубопроводом может образоваться свод естественного равновесия грунта:

$$h_{с.в} = \frac{D_{н}}{\operatorname{tg}^2 \left(45° - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) \operatorname{tg} \varphi_{гр}}, \tag{3.7}$$

где $\varphi_{гр}$ — угол внутреннего трения грунта.

Если $h_{ср} \geqslant h_{с.в}$, то давление грунта находится по формуле

$$q^{н}_{гр} = \gamma_{гр} \frac{D_{н}\left[1 + \operatorname{tg}\left(45° - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right)\right]}{2 f_{кр}}, \tag{3.8}$$

где $f_{кр}$ — коэффициент крепости грунта, учитывающий суммарное действие сил трения и сцепления в грунте.

При $h_{ср}<h_{с.в}$ давление грунта на трубопровод на уровне $h_{ср}$ будет

$$q^{н}_{гр} = \gamma_{гр} h_{ср}\left[D_{н} - h_{ср}\,\mathrm{tg}^2\left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right)\mathrm{tg}\,\varphi_{гр}\right]. \qquad (3.9)$$

4. *Гидростатическое давление воды* определяется весом столба жидкости над рассматриваемой точкой ($n_{в.г.с}=1$):

$$q_{в.г.с} = q^{н}_{в.г.с} = \gamma_{в} h_{в}, \qquad (3.10)$$

где $\gamma_{в}$ — объемный вес воды с учетом засоленности и наличия взвешенных частиц; $h_{в}$ — высота столба жидкости над рассматриваемой точкой.

Временными называются нагрузки и воздействия, которые в отдельные периоды строительства и эксплуатации могут отсутствовать. К длительным временным нагрузкам и воздействиям относятся:

1. *Внутреннее давление p*, нормативное значение которого устанавливается проектом. Для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов принятое нормативное (рабочее) давление не должно быть ниже упругости паров транспортируемого продукта при максимальной расчетной температуре. Внутреннее давление создает в стенках трубопровода кольцевые и продольные напряжения. Кольцевые напряжения [1] действуют тангенциально поверхности трубопровода

$$\sigma_{кц} = n_{p}\sigma^{н}_{кц} = n_{p}\frac{pD_{в}}{2\delta}, \qquad (3.11)$$

где n_{p} — коэффициент перегрузки для внутреннего давления, равный 1,15 для нефтепроводов диаметром 700—1400 мм с промежуточными перекачивающими станциями без подключения емкостей и 1,1 — в остальных случаях.

Продольные напряжения от внутреннего давления в прямолинейном трубопроводе бесконечной длины находятся по формуле

$$\sigma_{пр\,p} = n_{p}\sigma^{н}_{пр\,p} = n_{p}\mu\sigma^{н}_{кц} = n_{p}0{,}15\frac{pD_{в}}{\delta}, \qquad (3.12)$$

где μ — коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона), для стали $\mu=0{,}3$.

Для полубесконечного трубопровода

$$\sigma^{н}_{пр\,p} = \frac{pD_{в}}{4\delta} = 0{,}25\frac{pD_{в}}{\delta}. \qquad (3.13)$$

2. *Вес продукта*, находящегося в трубопроводе единичной длины:

при перекачке газа

$$q_{\text{пр}} = n_{\text{пр}} q^{\text{н}}_{\text{пр}} = n_{\text{пр}} 0{,}0215 \gamma_{\text{газ}} \frac{n_p p D^2_{\text{в}}}{zT}, \qquad (3.14)$$

где $n_{\text{пр}}$ и n_p — коэффициенты перегрузки для веса продукта и внутреннего давления ($n_{\text{пр}}=1$, а при расчетах на продольную устойчивость и устойчивость положения $n_{\text{пр}}=0{,}95$); $\gamma_{\text{газ}}$ — удельный вес газа при 0°С и 760 мм рт. ст.; z — коэффициент сжимаемости газа; T — абсолютная температура перекачиваемого газа; для природного газа допускается принимать

$$q^{\text{н}}_{\text{пр}} \approx n_p p D^2_{\text{в}} \cdot 10^{-6}; \qquad (3.15)$$

при перекачке нефти, нефтепродуктов или закачке в трубопровод воды

$$q^{\text{н}}_{\text{пр}} = \gamma_{\text{н(в)}} \frac{\pi D^2_{\text{в}}}{4}, \qquad (3.16)$$

где $\gamma_{\text{н(в)}}$ — объемный вес транспортируемой нефти, нефтепродукта (или закачанной в трубопровод воды).

3. *Температурные воздействия* вызывают в трубопроводе (при невозможности деформаций) продольные напряжения

$$\sigma_{\text{пр}\,t} = \sigma^{\text{н}}_{\text{пр}\,t} = -\alpha_t E \Delta t = -25{,}2 \Delta t, \qquad (3.17)$$

где α_t — коэффициент линейного расширения металла труб, для стали $\alpha_t=0{,}000012$ 1/°С; Δt — расчетный температурный перепад,

$$\Delta t = t_{\text{э}} - t_{\text{ф}}, \qquad (3.18)$$

здесь $t_{\text{э}}$ — максимальная (или минимальная) возможная температура стенок трубы в процессе эксплуатации, определяется в технологической части проекта; $t_{\text{ф}}$ — наименьшая ($t^{\text{х}}$) или наибольшая ($t^{\text{т}}$) температура, при которой фиксируется расчетная схема трубопровода (при известном календарном сроке замыкания трубопровода $t_{\text{ф}}$ находится в Справочнике по климату СССР),

$$t^{\text{х}} = t^{\text{х}}_{\text{н}} - 6°\text{С}; \qquad (3.19)$$

$$t^{\text{т}} = t^{\text{т}}_{\text{н}} + 3°\text{С}, \qquad (3.20)$$

где $t^{\text{х}}_{\text{н}}$ и $t^{\text{т}}_{\text{н}}$ — нормативные температуры наружного воздуха в холодное и теплое время года,

$$t^{\text{х}}_{\text{н}} = t_{\text{I}} - \Delta_{\text{I}}; \qquad (3.21)$$

$$t^{\text{т}}_{\text{н}} = t_{\text{VII}} + \Delta_{\text{VII}}, \qquad (3.22)$$

здесь t_{I} и t_{VII} — многолетние среднемесячные январская и июльская температура воздуха, принимаемые по СНиП II-6—74

или СНиП «Строительная климатология и геофизика»; Δ_{I} и Δ_{VII} — отклонение средней температуры наиболее теплых и холодных суток от значений t_{I} и t_{VII} соответственно.

В горных и малоизученных районах значение $t_{\text{н}}^{\text{x}}$ определяется по формуле

$$t_{\text{н}}^{\text{x}} = t_{\text{I}}^{\min} + \frac{A_{\text{I}}}{2}, \tag{3.23}$$

где $t_{\text{I}}^{\min}$ — средний из абсолютных январских минимумов температуры; A_{I} — средний суточный размах температуры в январе при ясном небе.

Для подземных трубопроводов нормативный температурный перепад принимается в расчетах не менее чем ±40° С, для надземных — не менее чем ±50° С.

К кратковременным относятся нагрузки и воздействия, действие которых может длиться от нескольких секунд до нескольких месяцев:

1. Нормативная *снеговая нагрузка*, приходящаяся на 1 м² площади горизонтальной проекции трубопровода, находится по следующей формуле:

$$p_{\text{сн}}^{\text{н}} = p_{\text{о.сн}} c_{\text{сн}}, \tag{3.24}$$

где $p_{\text{о.сн}}$ — вес снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли; $c_{\text{сн}}$ — коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на трубопровод, для одиночно прокладываемого трубопровода принимается равным 0,4, при более сложных конструкциях надземных трубопроводов определяется по СНиП II-6—74.

Расчетная снеговая нагрузка, приходящаяся на единицу длины трубопровода, подсчитывается по формуле

$$q_{\text{сн}} = n_{\text{сн}} p_{\text{сн}}^{\text{н}} D_{\text{н}} 10^{-4}, \tag{3.25}$$

где $n_{\text{сн}}$ — коэффициент перегрузки для снеговой нагрузки, равный 1,4 (СНиП II-45—75); $p_{\text{сн}}^{\text{н}}$ — нормативная снеговая нагрузка, кгс/м²; $D_{\text{н}}$ — наружный диаметр, см.

2. Расчетная *гололедная нагрузка*

$$q_{\text{лед}} = n_{\text{лед}} q_{\text{лед}}^{\text{н}} = n_{\text{лед}} 1{,}7 \cdot 10^{-3} b_{\text{л}} D_{\text{н}}, \tag{3.26}$$

где $n_{\text{лед}}$ — коэффициент перегрузки для гололедной нагрузки, равный 1,3; $b_{\text{л}}$ — толщина слоя гололеда, превышаемая один раз в пять лет, см (СНиП II-6—74).

3. Расчетная *ветровая нагрузка* находится следующим образом:

$$q_{\text{вет}} = n_{\text{вет}} q_{\text{вет}}^{\text{н}} = n_{\text{вет}} \left(q_{\text{н}}^{\text{с}} + q_{\text{н}}^{\text{д}}\right) D_{\text{н}} 10^{-4}, \tag{3.27}$$

где $n_{\text{вет}}$ — коэффициент перегрузки для ветровой нагрузки, равный 1,2; $q_{\text{н}}^{\text{с}}$ — нормативное значение статической составляющей

ветровой нагрузки, кгс/м²; $q_н^д$ — нормативное значение динамической составляющей ветровой нагрузки, определяемое согласно СНиП II-45—75 и II-6—74 как для сооружения с равномерно распределенной массой и постоянной жесткостью, кгс/м².

Нормативное значение статической составляющей ветровой нагрузки учитывается в виде двух составляющих общего сопротивления трубопровода. Одна из них действует по направлению ветрового потока

$$q_{нx}^с = q_0 k_в c_x; \tag{3.28}$$

другая составляющая общего сопротивления трубопровода действует перпендикулярно ветровому потоку

$$q_{н\,y}^с = q_0 k_в c_y. \tag{3.29}$$

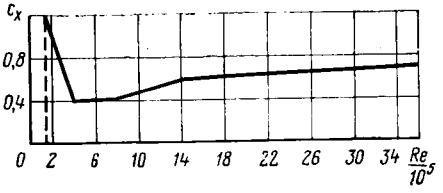


Рис. 18. Зависимость коэффициента лобового сопротивления c_x от числа Рейнольдса

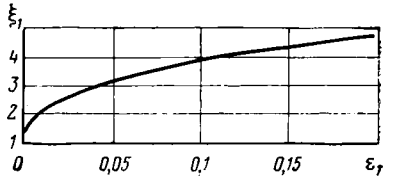


Рис. 19. График для определения коэффициента динамичности

где q_0 — скоростной напор ветра; $k_в$ — коэффициент, учитывающий изменение скоростного напора по высоте; c_y — коэффициент поперечной силы, принимаемый равным 0,25; c_x — коэффициент лобового сопротивления трубопровода ветровому потоку определяется по графику на рис. 18, где по оси абсцисс отложены значения числа Рейнольдса:

$$\mathrm{Re} = \frac{4D_н\sqrt{n_{вет}q_0}}{\nu_{возд}}, \tag{3.30}$$

здесь $\nu_{возд}$ — кинематическая вязкость воздуха, (при температуре +15° С и атмосферном давлении 760 мм рт. ст. $\nu_{возд} = 0{,}145 \cdot 10^{-4}$ м²/с).

Нормативное значение динамической составляющей ветровой нагрузки при учете только первой формы собственных колебаний трубопровода, как это допускается в СНиП II-6—74, определяется по формуле

$$q_н^д = q_н^с \varkappa \nu_к \xi_1 m_п, \tag{3.31}$$

где $q_н^с$ — нормативное значение статической составляющей ветровой нагрузки на уровне верха трубопровода, принимаемое как $q_{нx}^с$ по (3.28) для нахождения ветровой нагрузки по направлению ветрового потока и как $q_{ну}^с$ по (3.29) — в перпенди-

кулярном ветровому потоку направлении; $\varkappa$ — коэффициент, учитывающий форму собственных колебаний трубопровода и характер изменения коэффициента пульсации по высоте; $\nu_к$ — коэффициент, учитывающий пространственную корреляцию пульсации скорости ветра по высоте и фронту трубопровода; $m_п$ — коэффициент пульсации скоростного напора, зависит от типа местности и высоты трубопровода над поверхностью земли; ξ_1 — коэффициент динамичности, принимаемый по графику на рис. 19 в зависимости от параметра ε_1, определяемого по формуле

$$\varepsilon_1 = \frac{T_1 v_{вет}}{1200}, \tag{3.32}$$

$v_{вет}$ — расчетная скорость ветра,

$$v_{вет} = 4\sqrt{n_{вет} q_0}; \tag{3.33}$$

T_1 — период первой формы собственных колебаний трубопровода в направлении действия ветровой нагрузки; для балочных переходов трубопроводов, лежащих на жестких опорах,

$$T_1 = \frac{2\pi l_{пр}^2}{\alpha_1^2}\sqrt{\frac{m_{т.п}}{EI}}, \tag{3.34}$$

где $l_{пр}$ — расстояние между опорами трубопровода; α_1 — коэффициент, зависящий от условий закрепления трубопровода на опорах и схемы трубопровода, для первой формы колебаний значения α_1 приводятся в табл. 4 и на графиках рис. 20; $m_{т.п}$ — масса единицы длины трубопровода с продуктом,

$$m_{т.п} = \frac{q_{т.п}}{g}, \tag{3.35}$$

где $q_{т.п} = q_{тр} + q_{из} + q_{пр}$ — вес единицы длины трубопровода с продуктом; g — ускорение свободного падения; I — осевой момент инерции поперечного сечения трубопровода.

Для других конструктивных схем надземных переходов магистральных трубопроводов значение T_1 определяется по рекомендациям, приведенным в [9, 10, 13].

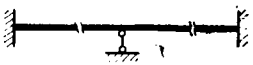
Остальные нагрузки и воздействия, учитываемые при расчетах магистральных трубопроводов, будут рассматриваться по мере необходимости в других главах.

Нагрузки и воздействия обычно действуют на сооружения совместно в различных сочетаниях. По СНиП II-6—74 установлены основные сочетания нагрузок и воздействий, состоящие из постоянных, длительных и кратковременных, и особые сочетания, включающие в себя, кроме нагрузок основного сочетания, одну из особых нагрузок.

В основных сочетаниях значения кратковременных нагрузок умножаются на коэффициент сочетания $n_c = 0{,}9$, если их две или

Таблица 4

Коэффициенты α_1 для балочных трубопроводов с разными пролетами, лежащих на жестких опорах

Условия закрепления	Число равных пролетов	Низшая частота $\alpha^2_{1н}/2\pi$	Высшая частота $\alpha^2_{1в}/2\pi$
Шарнирное опирание концов:			
однопролетный	1	1,57	1,57
многопролетный	2	1,57	2,46
	3	1,57	2,94
	4	1,57	3,17
	5	1,57	3,30
	6	1,57	3,37
	∞	1,57	3,56
Заделка одного конца и шарнирное опирание другого:			
однопролетный	1	2,46	2,46
	2	1,88	3,24
	3	1,69	3,37
	4	1,64	3,45
	5	1,62	3,49
	6	1,60	3,51
	∞	1,57	3,56
многопролетный			
Заделка двух концов:			
однопролетный	1	3,56	3,56
	2	2,46	3,56
	3	2,01	3,56
	4	1,83	3,56
	5	1,74	3,56
	6	1,69	3,56
	∞	1,57	3,56
многопролетный 			

более. При одной кратковременной нагрузке $n_c=1$. При расчете на особые сочетания особая нагрузка принимается без снижения ($n_c=1$), а для кратковременных нагрузок $n_c=0{,}8$.

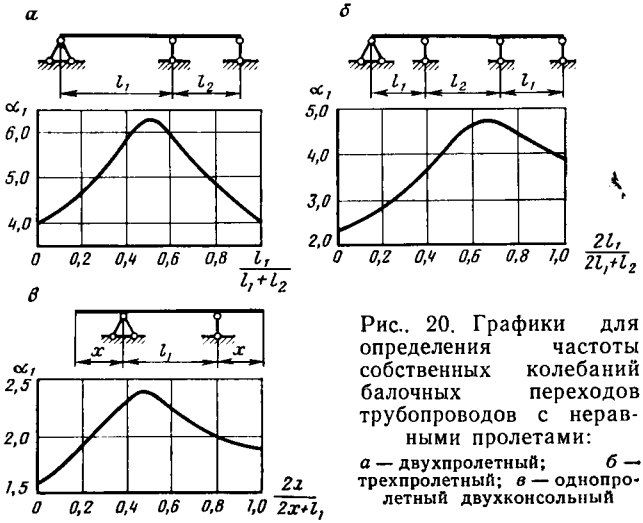


Рис., 20. Графики для определения частоты собственных колебаний балочных переходов трубопроводов с неравными пролетами:
а — двухпролетный; *б* — трехпролетный; *в* — однопролетный двухконсольный

Кроме нагрузок и воздействий в расчетах магистральных трубопроводов используются расчетные сопротивления материала труб, определяемые по формулам

$$R_1 = \frac{R_1^н m}{K_1 K_н}; \tag{3.36}$$

$$R_2 = \frac{R_2^н m}{K_2 K_н}, \tag{3.37}$$

где $R_1^н$ и $R_2^н$ — нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, принимаются равными минимальным значениям временного сопротивления $\sigma_в$ и предела текучести $\sigma_т$ соответственно по государственным стандартам и техническим условиям на трубы (табл. 5 и 6); m — коэффициент условий работы трубопровода, равный 0,6 для участков трубопроводов категории «В», 0,75 — для участков I и II категорий и 0,9 — для участков III и IV категорий; K_1 и K_2 — коэффициенты безопасности по материалу; $K_н$ — коэффициент надежности (см. СНиП II-45 — 75).

Геометрические характеристики труб, наиболее часто используемые в расчетах магистральных трубопроводов, подсчитываются по следующим формулам:

площадь поперечного сечения стенок труб

$$F = \frac{\pi}{4}(D_н^2 - D_в^2) = 0{,}785\,(D_н^2 - D_в^2) \approx \pi D_{ср}\delta; \tag{3.38}$$

Сортамент стальных труб большого диаметра отечественного произ

Завод-изготовитель и технические условия на трубы	Марка стали	Основные нормативные характеристики металла, не менее				Состояние поставки металла труб
		$\sigma_в$, кгс/мм²	$\sigma_т$, кгс/мм²	b_L, %	$a_н$, кгс·м/см²	
Челябинский трубопрокатный завод (ЧТПЗ) ТУ 14-3-109—73	14Г2САФ	57	40	19	3,5	Нормализованный лис
	17Г1С	52	36	20	3	Горячекатаный лист
Волжский трубный завод (ВТЗ) ЧМТУ/3-272—71 ТУ 14-3-272—73	17Г2СФ	55	33	20	3—4	Спирально-шовные трубы из рулонной горячекатаной стали
	17Г1С	52	36	20	3—4	Спирально-шовные трубы из рулонной горячекатаной стали

Завод-изготовитель и технические условия на трубы	Марка стали	Основные нормативные характеристики металла, не менее				Состояние поставки труб
		$\sigma_в$, кгс/мм²	$\sigma_т$, кгс/мм²	δ_5, %	$a_н$, кгс·м/см²	
Новомосковский металлургический завод (НМЗ) ТУ 14-3-109—73	16Г2САФ	60	42	19	5	Нормализованн
	14Г2САФ	57	40	19	3,5	
	17Г1С	52	36	20	3	Горячеправлен лизованные труб
Харцызский трубный завод (ХТЗ)	14ХГС	50	35	20	3	Горячеправлен лизованные труб
ТУ 14-3-109—73	14Г2САФ	55	38	20	5	
Ждановский металлургический завод (ЖМЗ)	15ГСТЮ	53	36	20	3	Спирально-шов горячекатаной ст
ЧМТУ 3-156—68 ЧМТУ 3-131—68	10Г2С1	50	36	20	3	Горячеправлен лизованные труб

Сортамент импортных труб большого диаметра

Страна-поставщик и технические условия на трубы	Наружный диаметр труб $D_н$, мм	Толщина стенки труб δ, мм	Основные нормативные характеристики м не менее		
			$\sigma_в$, кгс/мм²	$\sigma_т$, кгс/мм²	b_L, %
Италия:					
ТУ 56—721Т	1420	17,5; 20,5	56	42	20
ФРГ:					
ТУ 56—62/73	1420	16,5; 19,5	60	42	20
ТУ 56—74	1420	25	60	42	20
ТУ 40/48—73	1220	10,5; 12,5	60	42	20
ТУ 28/40/48—72	1020	16; 21,5; 26	54	40	20
Франция:					
ТУ 40/48—73FR	1020	9; 10,5	60	42	20
ТУ 28/40/48—72	720	12; 16	54	40	20
Швеция:					
ТУ 52-03/31095—491	1020	16	53	39	20
ЧССР:					
ТУ 132/73	729	9; 10; 15	50	36	20
	529	7,5; 8	50	36	20
ТУ 205Ц/46/72	820	8; 9	53	37	21
	529	7; 8; 9			
	820	8; 9	57	43	20
	720	7; 8; 9			
	529	7; 8; 9			

осевой момент инерции поперечного сечения трубопровода

$$I = \frac{\pi}{64}\left(D_н^4 - D_в^4\right) = 0{,}049\left(D_н^4 - D_в^4\right) \approx 0{,}4 D_{ср}^3 \delta; \qquad (3.39)$$

осевой момент сопротивления поперечного сечения трубопровода

$$W = \frac{2I}{D_н} = \frac{\pi}{32}\frac{D_н^4 - D_в^4}{D_н} = 0{,}098\left(D_н^3 - \frac{D_в^4}{D_н}\right) \approx 0{,}8 D_{ср}^2 \delta; \qquad (3.40)$$

радиус инерции поперечного сечения трубы

$$r = \sqrt{\frac{I}{F}} = 0{,}25\sqrt{D_н^2 + D_в^2}. \qquad (3.41)$$

§ 10. Расчет толщины стенки трубопровода

Номинальная толщина стенки трубопровода определяется согласно СНиП II-45—75 следующим образом:

$$\delta = \frac{n_p p D_н}{2\left(R_1 + n_p p\right)}; \qquad (3.42)$$

если же при этом продольные осевые напряжения $\sigma_{пр\,N}$, определяемые от расчетных нагрузок и воздействий, например для прямолинейных бесконечных трубопроводов от воздействия температуры и внутреннего давления,

$$\sigma_{пр\,N} = \sigma_{пр\,t} + \sigma_{пр\,p} = -\alpha_t E \Delta t + 0{,}15\frac{n_p p D_в}{\delta}, \qquad (3.43)$$

будут иметь отрицательное значение ($\sigma_{пр\,N} < 0$), то величина δ корректируется по формуле

$$\delta = \frac{n_p p D_н}{2\left(\psi_1 R_1 + n_p p\right)}, \qquad (3.44)$$

где ψ_1 — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определяемый при сжимающих продольных осевых напряжениях ($\sigma_{пр\,N} < 0$) по формуле

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{|\sigma_{пр\,N}|}{R_1}\right)^2} - 0{,}5\frac{|\sigma_{пр\,N}|}{R_1}. \qquad (3.45)$$

Толщина стенки трубопровода, определенная по формулам (3.42) и (3.44), округляется в бóльшую сторону до ближайшей в сортаменте труб. В формулу (3.43) следует подставлять значение δ, округленное по сортаменту.

Принятая толщина стенки труб должна быть не менее 1/140 значения наружного диаметра труб и не менее 4 мм, т. е. удовлетворять условиям

$$\frac{D_н}{140} \leqslant \delta \geqslant 0{,}4 \text{ см}. \qquad (3.46)$$

Приведенная методика расчета толщины стенки трубопровода представляет собой итерационный процесс, так как в выражение (3.43) для определения $\sigma_{\text{пр } N}$ требуется подставить значение δ, уточняемое далее в формуле (3.44), после чего значение принимаемой толщины стенки по сортаменту может измениться и вычисления приходится повторять с новым значением δ.

В [1] рекомендуется следующая формула для определения толщины стенки трубопровода, позволяющая обойтись без последующих итераций:

$$\delta = \frac{n_p p D_{\text{н}}}{2\left[\left(-0{,}253\alpha_t E\Delta t + \sqrt{1{,}265R_1^2 - 1{,}2\,(\alpha_t E\Delta t)^2}\right) + n_p p\right]}. \quad (3.47)$$

Пример. Определить толщину стенок труб для участка газопровода Оренбург — Уфа IV категории. Исходные данные: $D_{\text{н}}=102$ см; $p=75$ кгс/см^2, $t_{\text{э}}=+9°$ С.

По сортаменту (см. табл. 5) намечаем для газопровода трубы, выпускаемые Челябинским трубопрокатным заводом по ТУ 14-3-109—73 из нормализованных листов стали марки 14Г2САФ с основными характеристиками металла — $\sigma_{\text{в}} \geqslant 57$ кгс/мм^2 и $\sigma_{\text{т}} \geqslant 40$ кгс/мм^2. Расчетное сопротивление металла труб определяем по формуле (3.36), подставляя значения $R_1^{\text{н}} = \sigma_{\text{в}} = 5700$ кгс/см^2, $m=0{,}9$ (для IV категории); $K_1=1{,}47$; $K_{\text{н}}=1{,}05$.

$$R_1 = \frac{5700 \cdot 0{,}9}{1{,}47 \cdot 1{,}05} = 3323{,}6 \text{ кгс/см}^2.$$

Номинальную толщину стенки газопровода подсчитываем по формуле (3.42) с коэффициентом перегрузки рабочего давления $n_p=1{,}1$:

$$\delta = \frac{1{,}1 \cdot 75 \cdot 102}{2\,(3323{,}6 + 1{,}1 \cdot 75)} = 1{,}23 \text{ см}.$$

Полученное расчетное значение толщины стенки округляем до ближайшего большего по сортаменту, равного 1,25 см. По СНиП II-6—74 находим для района прокладки газопровода $t_{\text{I}} = -15°$ С; $t_{\text{VII}} = +20°$ С, $\Delta_{\text{I}} = 20°$ С. Нормативные значения температуры наружного воздуха в холодное и теплое время года

$$t_{\text{н}}^{\text{х}} = -15 - 20 = -35°\text{C};$$

$$t_{\text{н}}^{\text{т}} = +20 + 6 = +26°\text{C},$$

а расчетные значения

$$t^{\text{х}} = -35 - 6 = -41°\text{C};$$

$$t^{\text{т}} = +26 + 3 = +29°\text{C}.$$

Продолжение табл. 7

Показатели	Газопровод категорий		Нефтепровод и нефтепродуктопровод категорий	
	I и II	III и IV	I и II	III и IV
Собственный вес трубы $q^{н}_{тр}$, кгс/см	3,96	3,47	3,96	3,47
Вес продукта в трубе $q^{н}_{пр}$, кгс/см	0,81	0,81	6,9	6,96
Суммарный вес трубы и продукта $q_{т.\,п}$, кгс/см	4,73	4,24	10,52	10,03
Среднее удельное давление $p_{гр}$, кгс/см^2	0,118	0,117	0,136	0,135
Сопротивление грунта:				
сдвигу $\tau_{пр}$, кгс/см^2	0,086	0,085	0,099	0,098
продольному перемещению трубы $p_{о}$, кгс/см	27,56	27,24	31,72	31,4
вертикальному перемещению трубы $q_{в.\,п}$, кгс/см	16,6	16,11	22,39	21,95
$N_{кр}$ для прямолинейных участков, кгс	1 801 190	1 676 640	2 060 220	1 925 390
Проверка устойчивости:				
$mN_{кр}$, кгс	1 350 890	1 509 000	1 545 165	1 732 850
Параметры:				
Θ	0,048	0,046	0,043	0,042
Λ	156,7	150,4	131	126,8
Коэффициент β_y	19	18,7	18,5	18,2
$N_{кр}$ для криволинейных участков, кгс	1 361 600	1 259 000	1 618 450	1 506 000
Проверка устойчивости:				
$mN_{кр}$, кгс	1 021 200	1 133 100	1 213 840	135 540

Условие (3.56) выполняется и для криволинейных участков:

$$mN_{кр} = 0{,}9 \cdot 1\,259\,000 = 1\,133\,100 \text{ кгс}; \quad 169\,550 < 1\,133\,100 \text{ кгс}.$$

В табл. 7 приводятся результаты расчетов толщины стенки с проверками на прочность, по деформациям и на общую устойчивость участков трубопроводов различных категорий. Исходные данные для расчетов взяты из приведенных примеров (для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов всех категорий принято $\gamma_н = 0{,}9 \cdot 10^{-3}$ кгс/см^3). Для участков трубопроводов категорий I и II использовались трубы, импортируемые из ФРГ по ТУ 28/40/48—72 (см. табл. 6), для участков III и IV категорий — трубы, изготовленные на Челябинском трубопрокатном заводе из нормализованных листов стали марки 14Г2САФ по ТУ 14-3-109—73 (см. табл. 5).

§ 13. Проверка общей устойчивости наземных трубопроводов в насыпях

Продольная устойчивость прямолинейных наземных трубопроводов в насыпях проверяется по условию (3.56) с учетом размеров и геометрической формы насыпи, предварительно назначаемых из конструктивных соображений и тепловых расчетов. После проверки устойчивости размеры насыпи уточняются в зависимости от соотношения величин S и $mN_{кр}$. При этом

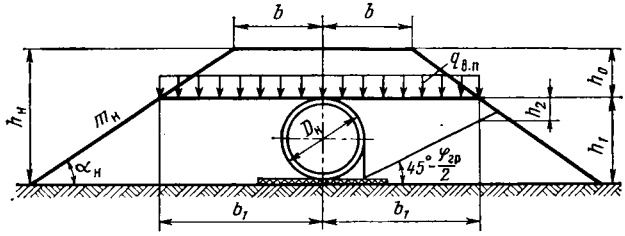


Рис. 22. Расчетная схема проверки на общую устойчивость трубопровода в насыпи

$N_{кр}$ вычисляется по формуле (3.58), в которой значение сопротивления грунта вертикальным перемещениям трубы принимается [1]

$$q_{в.п} = E_1 + E_2, \tag{3.67}$$

где E_1 и E_2 — предельные сопротивления грунта поперечному перемещению трубопровода, определяемые следующим образом:

$$E_1 = \frac{n_{гр}\gamma_{гр}(h_1^2 - h_2^2)}{2}\operatorname{tg}^2\left(45° + \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) + p_{гр}h_1\operatorname{tg}^2\left(45° + \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) + \\ + 2c_{гр}(h_1 - h_2)\operatorname{tg}\left(45° + \frac{\varphi_{гр}}{2}\right); \tag{3.68}$$

$$E_2 = q_{т.п}\operatorname{tg}\varphi_{гр}, \tag{3.69}$$

где h_1 — расстояние от подошвы насыпи до верхней образующей трубопровода (рис. 22);

$$h_2 = h_1 - [b + m_н(h_н - h_1) - 0{,}5h_1]\operatorname{tg}\left(45° - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right); \tag{3.70}$$

$h_н$ — полная высота насыпи; b — половина ширины насыпи поверху (по СНиП II-45—75 1,5 $D_н \leqslant 2\,b \geqslant 150$ см),

$$b = b_1 - \frac{h_0}{\operatorname{tg}\alpha_н}; \tag{3.71}$$

предела текучести $\sigma_т$; $\sigma^н_{кц}$ — кольцевые напряжения от нормативного давления,

$$\sigma^н_{кц} = \frac{pD_в}{2\delta}; \qquad (3.53)$$

$|\sigma^н_{пр}|$ — абсолютное значение максимальных суммарных продольных напряжений в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий. Например, с учетом нагрузок от внутреннего давления, температурных воздействий и воздействий от упругого изгиба при отсутствии продольных и поперечных перемещений, просадок и пучения грунта, для полубесконечного трубопровода можно найти [1]

$$\sigma^н_{пр} = 0{,}15\frac{pD_в}{\delta} - \alpha_t E\Delta t \pm \frac{ED_н}{2R_{min}}, \qquad (3.54)$$

где R_{min} — минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода; ψ_3 — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих максимальных суммарных продольных напряжениях ($\sigma^н_{пр} \geqslant 0$) $\psi_3 = 1$, при сжимающих ($\sigma^н_{пр} < 0$) определяется по формуле

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{\sigma^н_{кц}}{\frac{C}{K_н}R^н_2}\right)^2} - 0{,}5\,\frac{\sigma^н_{кц}}{\frac{C}{K_н}R^н_2}. \qquad (3.55)$$

Если какое-либо из проверяемых условий не выполняется, следует либо подобрать другую марку стали с лучшими механическими свойствами, либо увеличить толщину стенки трубы до ближайшей большей по сортаменту и повторить расчет.

Пример. Проверить на прочность и по деформациям трубопровод, рассчитанный в предыдущем примере.

Исходные данные: $D_н = 102$ см; $p = 75$ кгс/см^2; $\Delta t = 50°$ С; $\delta = 1{,}4$ см; $D_в = 99{,}2$ см; $R_1 = 3323{,}6$ кгс/см^2; $\sigma_{пр\,N} = -383{,}2$ кгс/см^2; $K_н = 1{,}05$.

Проверяем трубопровод на прочность по условию (3.48), найдя сначала по (3.50) значение $\sigma_{кц}$ и по (3.49) — ψ_2:

$$\sigma_{кц} = \frac{1{,}1 \cdot 75 \cdot 99{,}2}{2 \cdot 1{,}4} = 2922{,}8 \text{ кгс/см}^2;$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{2922{,}8}{3323{,}6}\right)^2} - 0{,}5\,\frac{2922{,}8}{3323{,}6} = 0{,}208.$$

$$\psi_2 R_1 = 0{,}208 \cdot 3323{,}6 = 692{,}4 \text{ кгс/см}^2.$$

Условие (3.48) выполняется: $|-383{,}2| < 692{,}4$ кгс/см^2.

Для проверки по деформациям находим сначала

$$\sigma_{кц}^{н} = \frac{75 \cdot 99{,}2}{2 \cdot 1{,}4} = 2657{,}1 \text{ кгс/см}^2;$$

$$\frac{C}{K_н} R_2^н = \frac{1}{1{,}05} 4000 = 3809{,}5 \text{ кгс/см}^2.$$

Условие (3.52) выполняется: $2657{,}1 < 3809{,}5$ кгс/см^2.

Находим максимальное значение суммарных продольных напряжений в трубопроводе по формуле (3.54), предварительно отыскав в СНиП III-Д.10—72 значение $R_{min} = 900$ м $= 9 \cdot 10^4$ см:

$$\sigma_{пр}^{н} = 0{,}15 \frac{75 \cdot 99{,}2}{1{,}4} - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2{,}1 \cdot 10^6 \cdot 50 \pm$$

$$\pm \frac{2{,}1 \cdot 10^6 \cdot 102}{2 \cdot 9 \cdot 10^4} = 797{,}1 - 1260 \pm 1190 = \begin{matrix} +727{,}1 \\ -1652{,}8 \end{matrix} \text{ кгс/см}^2.$$

Максимальное по абсолютной величине значение суммарных продольных напряжений равно 1652,8 кгс/см^2. Знак «минус» этого результата указывает на то, что они будут сжимающими, следовательно,

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0{,}75 \left(\frac{2657{,}1}{3809{,}5} \right)^2} - 0{,}5 \frac{2657{,}1}{3809{,}5} = 0{,}448;$$

$$\psi_3 \frac{C}{K_н} R_2^н = 0{,}448 \frac{1}{1{,}05} 4000 = 1706{,}7 \text{ кгс/см}^2$$

и условие (3.51) выполняется: $1652{,}8 < 1706{,}7$ кгс/см^2.

§ 12. Проверка общей устойчивости подземных трубопроводов в продольном направлении

Проверка общей устойчивости подземного трубопровода в продольном направлении выполняется по СНиП II-45—75 в плоскости наименьшей жесткости системы из условия

$$S \leqslant m N_{кр}, \tag{3.56}$$

где m — коэффициент условий работы трубопровода; $N_{кр}$ — продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода, определяется по формулам (3.58) для прямолинейных и по (3.64) для криволинейных участков трубопровода; S — продольное осевое усилие в сечении трубопровода, возникающее от расчетных нагрузок и воздействий. Так, с учетом нагрузки от внутреннего давления

и температурных воздействий, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта

$$S = (\alpha_t E \Delta t - \mu \sigma_{кц}) F, \tag{3.57}$$

где $\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения в стенках трубопровода от расчетного внутреннего давления, определяемые по формуле (3.50).

Для прямолинейных участков подземных трубопроводов продольное критическое усилие находится по следующей формуле [1]:

$$N_{кр} = 4 \sqrt[11]{p_0^2 q_{в.п}^4 F^2 E^5 I^3}, \tag{3.58}$$

где $q_{в.п}$ — сопротивление грунта вертикальным перемещениям трубы; p_0 — сопротивление грунта продольному перемещению трубы, приходящееся на единицу длины трубопровода,

$$p_0 = \pi D_н \tau_{пр}, \tag{3.59}$$

где $\tau_{пр}$ — предельное сопротивление грунта сдвигу,

$$\tau_{пр} = p_{гр} \operatorname{tg} \varphi_{гр} + c_{гр}, \tag{3.60}$$

здесь $\varphi_{гр}$ — угол внутреннего трения грунта; $c_{гр}$ — коэффициент сцепления грунта; $p_{гр}$ — среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом,

$$p_{гр} = \frac{n_{гр}\gamma_{гр}\left[2D_н h_0 + \frac{D_н^2}{4} + 2D_н\left(h_0 + \frac{D_н}{2}\right)\operatorname{tg}^2\left(45° - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right)\right] + q_{т.п}}{\pi D_н}, \tag{3.61}$$

где $n_{гр}$ — коэффициент перегрузки веса грунта, принимаемый в расчетах на устойчивость равным 0,8; $\gamma_{гр}$ — объемный вес грунта; h_0 — высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до дневной поверхности, см (по СНиП II-45—75 минимальная высота слоя засыпки принимается в зависимости от условий местности и диаметра трубопровода от 60 до 110 см); $q_{т.п}$ — вес единицы длины трубопровода с перекачиваемым продуктом,

$$q_{т.п} = n_{тр} q_{тр}^н + n_{пр} q_{пр}^н, \tag{3.62}$$

где $n_{тр}$ и $n_{пр}$ — коэффициенты перегрузки соответственно для собственного веса трубопровода и веса перекачиваемого продукта, при расчете на устойчивость $n_{тр}=1$, $n_{пр}=0{,}95$.

Сопротивление грунта вертикальным перемещениям трубы определяется по формуле

$$q_{в.п} = n_{гр}\gamma_{гр} D_н\left(h_0 + \frac{D_н}{2} - \frac{\pi D_н}{8}\right) + q_{т.п}. \tag{3.63}$$

Для криволинейных участков трубопровода, выполненных упругим изгибом, продольное критическое усилие подсчитывается по формуле [17]

$$N_{кр} = \beta_y \sqrt[3]{q_{в.п}^2 EI}\ , \qquad (3.64)$$

Коэффициент β_y находится по номограмме (рис. 21) в зависимости от параметров Θ и Λ, вычисленных следующим образом:

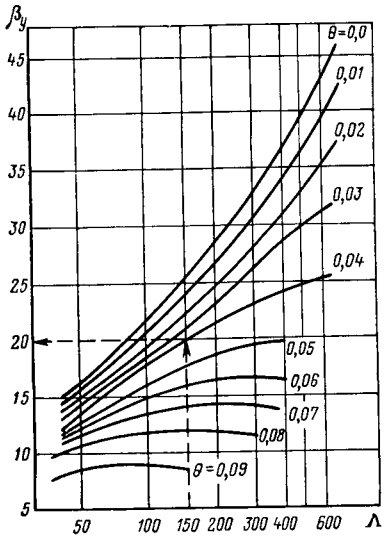


Рис. 21. Номограмма для определения коэффициента β_y при проверке устойчивости криволинейного трубопровода (стрелками показано, как определяется значение $\beta_y=20$ при $\Lambda=150$ и $\Theta=0{,}04$)

$$\Theta = \frac{1}{R\sqrt[3]{\frac{q_{в.п}}{EI}}}; \qquad (3.65)$$

$$\Lambda = \frac{\sqrt{\frac{p_0 F}{q_{в.п} I}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{в.п}}{EI}}}, \qquad (3.66)$$

где R — радиус упругого изгиба трубопровода.

Пример. Проверить общую устойчивость в продольном направлении прямолинейных и упругоизогнутых участков газопровода IV категории. Исходные данные: $D_н=102$ см; $p=75$ кгс/см^2; $\Delta t=50°$ С; $\delta=1{,}4$ см; $D_в=99{,}2$ см; $\sigma_{кц}=2922{,}8$ кгс/см^2; $R=9\cdot10^4$ см; $h_0=80$ см; $\gamma_{гр}=1{,}6\cdot10^{-3}$ кгс/см^3; $\varphi_{гр}=36°$; $c_{гр}=0$. Перекачивается природный газ.

Находим продольное осевое усилие в трубопроводе

$$F = \frac{3{,}14}{4}(102^2 - 99{,}2^2) = 442{,}5 \text{ см}^2;$$

$$S = (12\cdot10^{-6}\cdot2{,}1\cdot10^6\cdot50 - 0{,}3\cdot2922{,}8)\,442{,}5 = 169{,}550 \text{ кгс}.$$

Момент инерции поперечного сечения трубы

$$I = \frac{3{,}14}{64}(102^4 - 99{,}2^4) = 560\,000 \text{ см}^4.$$

Суммарный вес трубопровода и продукта

$$q_{тр}^{н} = 7{,}85\cdot10^{-3}\cdot442{,}5 = 3{,}47 \text{ кгс/см};$$

$$q_{пр}^{н} = 1{,}1\cdot75\cdot99{,}2^2\cdot10^{-6} = 0{,}81 \text{ кгс/см};$$

$$q_{т.п} = 1\cdot3{,}47 + 0{,}95\cdot0{,}81 = 4{,}24 \text{ кгс/см}.$$

Сопротивление грунта продольным перемещениям трубы

$$p_{\text{гр}} = \frac{0{,}8 \cdot 1{,}6 \cdot 10^{-3}\left[2 \cdot 102 \cdot 80 + \frac{102^2}{4} + 2 \cdot 102\left(80 + \right.\right.}{3{,}14 \times} \rightarrow$$

$$\rightarrow \frac{\left.\left. + \frac{102}{2}\right) \operatorname{tg}^2\left(45° - \frac{36°}{2}\right)\right] + 4{,}24}{\times 102} = 0{,}117 \text{ кгс/см}^2;$$

$$\tau_{\text{пр}} = 0{,}117 \operatorname{tg} 36° = 0{,}085 \text{ кгс/см}^2; \quad p_0 = 3{,}14 \cdot 102 \times$$
$$\times 0{,}085 = 27{,}24 \text{ кгс/см}.$$

Сопротивление грунта вертикальным перемещениям трубы

$$q_{\text{в.п}} = 0{,}8 \cdot 1{,}6 \cdot 10^{-3} \cdot 102\left(80 + \frac{102}{2} - \frac{3{,}14 \cdot 102}{8}\right) + 4{,}24 =$$
$$= 16{,}11 \text{ кгс/см}.$$

Для прямолинейных участков трубопровода продольное критическое усилие находим по формуле (3.58)

$$N_{\text{кр}} = 4 \sqrt[11]{27{,}24^2 \cdot 16{,}11^4 \cdot 442{,}5^2 \cdot 2\,100\,000^5 \cdot 560\,000^3} =$$
$$= 4 \cdot 419\,160 = 1\,676\,640 \text{ кгс}.$$

Проверяем выполнение условия (3.56)

$$mN_{\text{кр}} = 0{,}9 \cdot 1\,676\,640 = 1\,509\,000 \text{ кгс}; \quad 169\,550 < 1\,509\,000 \text{ кгс}.$$

Условие выполняется, следовательно, устойчивость трубопровода на прямолинейных участках в заданных условиях обеспечивается.

Для проверки устойчивости криволинейного участка трубопровода вычисляем по формулам (3.65) и (3.66) параметры

$$\Theta = \frac{1}{9 \cdot 10^4 \sqrt[3]{\frac{16{,}11}{2\,100\,000 \cdot 560\,000}}} = 0{,}046;$$

$$\Lambda = \frac{\sqrt{\frac{27{,}24 \cdot 442{,}5}{16{,}11 \cdot 560\,000}}}{\sqrt[3]{\frac{16{,}11}{2\,100\,000 \cdot 560\,000}}} = 150{,}4.$$

По номограмме на рис. 21 находим значение коэффициента $\beta_y = 18{,}7$ и по формуле (3.64) вычисляем значение продольного критического усилия для криволинейных участков трубопровода

$$N_{\text{кр}} = 18{,}7 \sqrt[3]{16{,}11^2 \cdot 2\,100\,000 \cdot 560\,000} = 1\,259\,000 \text{ кгс}.$$

Таблица 7

Результаты расчетов толщины стенки с проверками для участков трубопроводов различных категорий

Показатели	Газопровод категорий		Нефтепровод и нефтепродуктопровод категорий	
	I и II	III и IV	I и II	III и IV
Характеристики металла, кгс/мм²:				
$\sigma_в$	54	57	54	57
$\sigma_т$	40	40	40	40
Коэффициенты:				
m	0,75	0,9	0,75	0,9
K_1	1,34	1,47	1,34	1,47
$K_н$	1,05	1,05	1	1
Расчетное сопротивление R_1, кгс/см²	2878,5	3323,6	3022,4	3489,8
Коэффициент перегрузки для p: n_p	1,1	1,1	1,15	1,15
Толщина стенки δ по (3.42), см:				
расчетная	1,42	1,23	1,41	1,23
округленная по сортаменту	1,6	1,25	1,6	1,25
Продольные напряжения $\sigma_{пр\,N}$, кгс/см²	—495,8	—275	—461,1	—230,2
Коэффициент ψ_1	0,903	0,956	0,915	0,965
Толщина стенки по (3.44), см:				
расчетная	1,57	1,29	1,54	1,27
округленная по сортаменту	1,6	1,4	1,6	1,4
Толщина стенки по (3.47), см	1,56	1,3	1,53	1,28
Принятая толщина стенки, см	1,6	1,4	1,6	1,4
Внутренний диаметр трубы $D_в$, см	98,8	99,2	98,8	99,2
Кольцевые напряжения, кгс/см²:				
$\sigma_{кц}$	2547,2	2922,8	2663	3055,7
$\sigma^н_{кц}$	2315,6	2657,1	2315,6	2657,1
Коэффициент ψ_2	0,2	0,208	0,206	0,214
Проверка прочности:				
$\psi_2 R_1$, кгс/см²	575,6	692,4	622,1	747,2
$\lvert\sigma_{пр\,N}\rvert$, кгс/см²	495,8	383,2	461,1	343,2
Проверка по (3.52):				
$\frac{C}{K_н} R^н_2$, кгс/см²	3238,1	3809,5	3400	4000
Максимальные продольные напряжения от нормативных нагрузок $\sigma^н_{пр}$, кгс/см²	—1755,3	—1652,8	—1755,3	—1652,8
Коэффициент ψ_3	0,612	0,448	0,636	0,727
Проверка по (3,51):				
$\psi_3 \frac{C}{K_н} R^н_2$, кгс/см²	1981,7	1706,7	2162,4	2908
Площадь сечения стенок трубы F, см²	504,7	442,5	504,7	442,5
Момент инерции I, см⁴	636 000	560 000	636 000	560 000
Продольное усилие S, кгс	250 250	169 550	232 720	151 910

Продолжение табл. 7

Показатели	Газопровод категорий		Нефтепровод и нефтепродуктопровод категорий	
	I и II	III и IV	I и II	III и IV
Собственный вес трубы $q^{н}_{тр}$, кгс/см	3,96	3,47	3,96	3,47
Вес продукта в трубе $q^{н}_{пр}$, кгс/см	0,81	0,81	6,9	6,96
Суммарный вес трубы и продукта $q_{т.\,п}$, кгс/см	4,73	4,24	10,52	10,03
Среднее удельное давление $p_{гр}$, кгс/см^2	0,118	0,117	0,136	0,135
Сопротивление грунта:				
сдвигу $\tau_{пр}$, кгс/см^2	0,086	0,085	0,099	0,098
продольному перемещению трубы p_o, кгс/см	27,56	27,24	31,72	31,4
вертикальному перемещению трубы $q_{в.\,п}$, кгс/см	16,6	16,11	22,39	21,95
$N_{кр}$ для прямолинейных участков, кгс	1 801 190	1 676 640	2 060 220	1 925 390
Проверка устойчивости:				
$mN_{кр}$, кгс	1 350 890	1 509 000	1 545 165	1 732 850
Параметры:				
Θ	0,048	0,046	0,043	0,042
Λ	156,7	150,4	131	126,8
Коэффициент β_y	19	18,7	18,5	18,2
$N_{кр}$ для криволинейных участков, кгс	1 361 600	1 259 000	1 618 450	1 506 000
Проверка устойчивости:				
$mN_{кр}$, кгс	1 021 200	1 133 100	1 213 840	135 540

Условие (3.56) выполняется и для криволинейных участков:

$$mN_{кр} = 0{,}9 \cdot 1\,259\,000 = 1\,133\,100 \text{ кгс}; \quad 169\,550 < 1\,133\,100 \text{ кгс}.$$

В табл. 7 приводятся результаты расчетов толщины стенки с проверками на прочность, по деформациям и на общую устойчивость участков трубопроводов различных категорий. Исходные данные для расчетов взяты из приведенных примеров (для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов всех категорий принято $\gamma_н = 0{,}9 \cdot 10^{-3}$ кгс/см^3). Для участков трубопроводов категорий I и II использовались трубы, импортируемые из ФРГ по ТУ 28/40/48—72 (см. табл. 6), для участков III и IV категорий — трубы, изготовленные на Челябинском трубопрокатном заводе из нормализованных листов стали марки 14Г2САФ по ТУ 14-3-109—73 (см. табл. 5).

§ 13. Проверка общей устойчивости наземных трубопроводов в насыпях

Продольная устойчивость прямолинейных наземных трубопроводов в насыпях проверяется по условию (3.56) с учетом размеров и геометрической формы насыпи, предварительно назначаемых из конструктивных соображений и тепловых расчетов. После проверки устойчивости размеры насыпи уточняются в зависимости от соотношения величин S и $mN_{кр}$. При этом

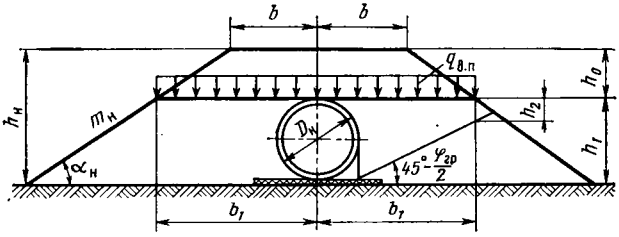


Рис. 22. Расчетная схема проверки на общую устойчивость трубопровода в насыпи

$N_{кр}$ вычисляется по формуле (3.58), в которой значение сопротивления грунта вертикальным перемещениям трубы принимается [1]

$$q_{в.п} = E_1 + E_2, \tag{3.67}$$

где E_1 и E_2 — предельные сопротивления грунта поперечному перемещению трубопровода, определяемые следующим образом:

$$E_1 = \frac{n_{гр}\gamma_{гр}(h_1^2 - h_2^2)}{2}\operatorname{tg}^2\left(45° + \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) + p_{гр}h_1\operatorname{tg}^2\left(45° + \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) + \\ + 2c_{гр}(h_1 - h_2)\operatorname{tg}\left(45° + \frac{\varphi_{гр}}{2}\right); \tag{3.68}$$

$$E_2 = q_{т.п}\operatorname{tg}\varphi_{гр}, \tag{3.69}$$

где h_1 — расстояние от подошвы насыпи до верхней образующей трубопровода (рис. 22);

$$h_2 = h_1 - [b + m_н(h_н - h_1) - 0{,}5h_1]\operatorname{tg}\left(45° - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right); \tag{3.70}$$

$h_н$ — полная высота насыпи; b — половина ширины насыпи поверху (по СНиП II-45—75 1,5 $D_н \leqslant 2$ $b \geqslant 150$ см),

$$b = b_1 - \frac{h_0}{\operatorname{tg}\alpha_н}; \tag{3.71}$$

h_0 — высота слоя засыпки над верхней образующей трубопровода (по СНиП II-45—75 $h_0 \geqslant 80$ см); b_1 — половина ширины насыпи на уровне верхней образующей трубопровода,

$$b_1 \geqslant D_н \left[0{,}5 + \frac{1}{\operatorname{tg}\left(45° - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right)} \right]; \qquad (3.72)$$

$\alpha_н$ — угол при подошве насыпи, градус (для сыпучих грунтов $\alpha_н = \varphi_{гр}$); $m_н$ — заложение откоса насыпи, выражаемое в виде отношения единичной высоты откоса к длине его проекции на горизонтальную плоскость (по СНиП II-45—75 $m_н \geqslant 1 : 1{,}25$); $p_{гр}$ — давление от грунта засыпки на трубопровод, определяется в зависимости от формы поперечного сечения насыпи:

при трапецеидальном профиле

$$p_{гр} = n_{гр}\gamma_{гр} \frac{[b + 0{,}5m_н(h_н - h_1)](h_н - h_1)}{b + m_н(h_н - h_1)}; \qquad (3.73)$$

при треугольном профиле

$$p_{гр} = n_{гр}\gamma_{гр} \frac{h_н - h_1}{2}. \qquad (3.74)$$

Для несвязных грунтов, таких как песок, с $c_{гр} = 0$, значение E_1 должно быть уменьшено на величину

$$E_{акт} = \frac{n_{гр}\gamma_{гр}h_1^2}{2} \operatorname{tg}^2\left(45° - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) + p_{гр}h_1 \operatorname{tg}^2\left(45° - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right). \qquad (3.75)$$

Пример. Проверить устойчивость прямолинейного участка газопровода III категории, уложенного в песчаной насыпи на болоте II типа. Исходные данные: $D_н = 102$ см; $p = 75$ кгс/см^2; $\Delta t = 50°$ С; $\delta = 1{,}4$ см; $F = 442{,}5$ см^2; $I = 560\,000$ см^4; $q_{т.п} = 4{,}24$ кгс/см; $S = 169\,550$ кгс; $\gamma_{гр} = 1{,}6 \cdot 10^{-3}$ кгс/см^3; $\varphi_{гр} = 36°$; $c_{гр} = 0$.

Назначаем предварительно размеры насыпи: $h_0 = 80$ см; $h_1 = 120$ см; $\alpha_н = \varphi_{гр} = 36°$; $m_н = 1$; 1,38. Тогда

$$h_н = 120 + 80 = 200 \text{ см}; \quad b_1 = 102\left[0{,}5 + \frac{1}{\operatorname{tg}(45° - 36°/2)}\right] = 250 \text{ см};$$

$$b = 250 - \frac{80}{\operatorname{tg} 36°} = 140 \text{ см}; \qquad h_2 = 120 -$$

$$- \left[140 + \frac{1}{1{,}38}(200 - 120) - 0{,}5 \cdot 120\right] \operatorname{tg}(45° - 36°/2) = 43 \text{ см}.$$

Находим предельные сопротивления грунта поперечному перемещению трубопровода

$$p_{гр} = 0{,}8 \cdot 0{,}0016 \frac{\left[140 + 0{,}5\frac{1}{1{,}38}(200 - 120)\right](200 - 120)}{140 + \frac{1}{1{,}38}(200 - 120)} =$$

$$= 0{,}087 \text{ кгс/см}^2;$$

$$E_2 = 4{,}24 \operatorname{tg} 36° = 3{,}08 \text{ кгс/см};$$

$$E_1 = \frac{0{,}8 \cdot 0{,}0016 \cdot (120^2 - 43^2)}{2} \operatorname{tg}^2 \left(45° + \frac{36°}{2}\right) +$$

$$+ 0{,}087 \cdot 120 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45° + \frac{36°}{2}\right) + 0 = 34{,}96 \text{ кгс/см};$$

$$E_{\text{акт}} = \frac{0{,}8 \cdot 0{,}0016 \cdot 120^2}{2} \operatorname{tg}^2 \left(45° - \frac{36°}{2}\right) +$$

$$+ 0{,}087 \cdot 120 \operatorname{tg}^2 \left(45° - \frac{36°}{2}\right) = 5{,}1 \text{ кгс/см};$$

$$q_{\text{в.п}} = E_2 + E_1 - E_{\text{акт}} = 3{,}08 + 34{,}96 - 5{,}1 = 32{,}94 \text{ кгс/см};$$

сопротивление грунта продольному перемещению трубы

$$\tau_{\text{пр}} = 0{,}087 \operatorname{tg} 36° + 0 = 0{,}063 \text{ кгс/см}^2;$$

$$p_0 = 3{,}14 \cdot 102 \cdot 0{,}063 = 20{,}2 \text{ кгс/см}.$$

Определяем продольное критическое усилие

$$N_{\text{кр}} = 4 \sqrt[11]{20{,}2^2 \cdot 32{,}94^4 \cdot 442{,}5^2 \cdot (2{,}1 \cdot 10^6)^5 \cdot (5{,}6 \cdot 10^5)^3} = 2\,059\,600 \text{ кгс}.$$

Проверяем условие устойчивости

$$mN_{\text{кр}} = 0{,}9 \cdot 2\,059\,600 = 1\,853\,640 \text{ кгс}; \quad 169\,550 \text{ кгс} < 1\,853\,640 \text{ кгс}.$$

Следовательно, принятые размеры насыпи удовлетворяют условию устойчивости трубопровода в продольном направлении.

На участках поворотов трубопровода в горизонтальной плоскости размеры насыпи проверяются из условия устойчивости трубопровода на сдвиг в сторону вместе с грунтом, расположенным над ним и со стороны, препятствующей сдвигу (рис. 23):

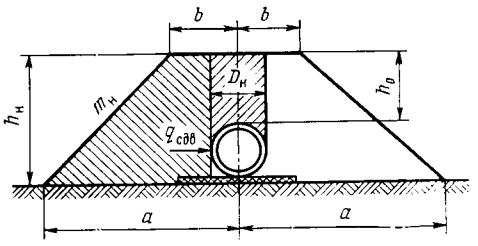


Рис. 23. Расчетная схема нагрузок при определении сопротивления трубопровода сдвигу в сторону

$$q_{\text{сдв}} \geqslant \frac{k_{\text{сдв}} S}{R}, \qquad (3.76)$$

где R — радиус изгиба оси трубопровода; $k_{\text{сдв}}$ — коэффициент запаса по сдвигу грунта, принимаемый равным 1,25; $q_{\text{сдв}}$ — сопротивление грунта сдвигу трубопровода вместе с частью насыпи, отнесенное к единице длины трубы,

$$q_{\text{слв}} = n_{\text{гр}}\gamma_{\text{гр}}f_{\text{гр}}h_{\text{н}}\frac{(2a - D_{\text{н}}) + (2b - D_{\text{н}})}{4} +$$

$$+ f_{\text{тр}}[q_{\text{т. п}} + n_{\text{гр}}\gamma_{\text{гр}}D_{\text{н}}(h - D_{\text{н}})] + c_{\text{гр}}\frac{2a - D_{\text{н}}}{2}, \qquad (3.77)$$

здесь $f_{\text{гр}}$ — коэффициент трения грунта при сдвиге, равный $\operatorname{tg}\varphi_{\text{гр}}$ (табл. 8); $f_{\text{тр}}$ — коэффициент трения трубопровода о грунт, равный 0,25—0,36; a — половина ширины насыпи понизу,

$$a = b + \frac{h_{\text{н}}}{\operatorname{tg}\alpha_{\text{н}}}; \qquad (3.78)$$

Таблица 8

Расчетные характеристики уплотненных влажных грунтов средней полосы СССР

Грунт	$\varphi_{\text{гр}}$, градус	$f_{\text{гр}} = \operatorname{tg}\varphi_{\text{гр}}$	$c_{\text{гр}}$, кгс/см²
Гравелистый песок	36—40	0,7—0,8	0—0,02
Песок средней крупности	33—38	0,65—0,75	0,01—0,03
Мелкий песок	30—36	0,6—0,7	0,02—0,05
Пылеватый песок	28—34	0,55—0,65	0,02—0,07
Супеси	21—25	0,35—0,45	0,04—0,12
Суглинки	17—22	0,3—0,4	0,06—0,20
Глины	15—18	0,25—0,35	0,12—0,4
Торф	16—30	0,3—0,5	0,005—0,04

Пример. Проверить устойчивость трубопровода в насыпи с размерами, рассчитанными в предыдущем примере, на участке поворота в горизонтальной плоскости с $R = 900$ м.

Определяем сопротивление грунта сдвигу трубопровода вместе с частью насыпи

$$a = 140 + \frac{200}{\operatorname{tg} 36^\circ} = 415 \text{ см};$$

$$q_{\text{сдв}} = 0{,}8 \cdot 0{,}0016 \cdot 0{,}72 \cdot 200\frac{(2 \cdot 415 - 102) + (2 \cdot 140 - 102)}{4} +$$

$$+ 0{,}35[4{,}24 + 0{,}8 \cdot 0{,}0016 \cdot 102(200 - 102)] + 0 = 47{,}71 \text{ кгс/см}.$$

Проверяем условие устойчивости (3.76)

$$\frac{k_{\text{сдв}}S}{R} = \frac{1{,}25 \cdot 169\,550}{9 \cdot 10^4} = 2{,}35 \text{ кгс/см};$$

$$47{,}71 \text{ кгс/см} > 2{,}35 \text{ кгс/см}.$$

Условие устойчивости выполняется.

На участках поворотов трубопроводов в вертикальной плоскости устойчивое положение трубопровода в насыпи против

подъема вместе с грунтом обеспечивается при соблюдении условий

$$q_{в.п} \geqslant \frac{2k_{у.п}S}{l_{кр}\sqrt{1+\frac{1}{16}\left(\frac{l_{кр}}{f}\right)^2}}; \tag{3.79}$$

$$q_{в.п} \geqslant \frac{k_{у.п}S}{k_\beta R}, \tag{3.80}$$

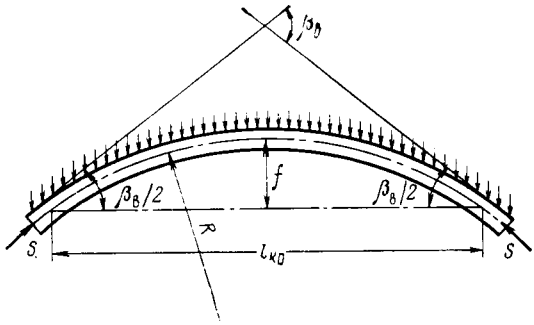


Рис. 24. Расчетная схема изогнутых участков трубопровода в насыпи в вертикальной плоскости

где $q_{в.п}$ — определяется по формуле (3.63); $k_{у.п}$ — коэффициент запаса устойчивости против подъема трубопровода вместе с грунтом, принимаемый равным 1,25; $l_{кр}$ — расстояние по прямой между началом и концом вертикальной кривой (рис. 24); f — стрела изгиба трубопровода в пределах расчетного криволинейного участка; k_β — расчетный коэффициент, зависящий от угла поворота оси трубопровода в вертикальной плоскости $\beta_в$, при $\beta_в \leqslant 45°$ $k_\beta = 1$, при $\beta_в > 45°$

$$k_\beta = \sqrt{\sin^2\frac{\beta_в}{2} + \cos^4\frac{\beta_в}{4}}. \tag{3.81}$$

Значения $l_{кр}$, f, R и $\beta_в$ связаны между собой следующими зависимостями:

$$l_{кр} = 2R\sin\frac{\beta_в}{2}; \tag{3.82}$$

$$f = R - \sqrt{R^2 - \frac{l_{кр}^2}{4}}. \tag{3.83}$$

Пример. Проверить устойчивость трубопровода в насыпи с размерами, рассчитанными в предыдущих примерах, на участке поворота в вертикальной плоскости с $R = 900$ м и $\beta_в = 50°$.

Находим длину криволинейного участка и стрелу изгиба трубопровода

$$l_{кр} = 2 \cdot 90\,000 \cdot \sin\frac{50^\circ}{2} = 76\,070 \text{ см};$$

$$f = 90\,000 - \sqrt{90\,000^2 - \frac{76\,070^2}{4}} = 8432 \text{ см}.$$

Проверяем условие (3.79)

$$q_{в.п} = 0{,}8 \cdot 0{,}0016 \cdot 102\left(80 + \frac{102}{2} - \frac{3{,}14 \cdot 102}{8}\right) + 4{,}24 = 16{,}11 \text{ кгс/см};$$

$$\frac{2k_{у.п}S}{l_{кр}\sqrt{1 + \frac{1}{16}\left(\frac{l_{кр}}{f}\right)^2}} = \frac{2 \cdot 1{,}25 \cdot 169\,550}{76\,070\sqrt{1 + \frac{1}{16}\left(\frac{76\,070}{8432}\right)^2}} = 2{,}25 \text{ кгс/см},$$

$$16{,}11 > 2{,}25 \text{ кгс/см}.$$

Условие выполняется. Проверяем условие (3.80):

$$k_\beta \sqrt{\sin^2\frac{50^\circ}{2} + \cos^4\frac{50^\circ}{4}} = 1{,}043;$$

$$\frac{k_{у.п}S}{k_\beta R} = \frac{1{,}25 \cdot 169\,550}{1{,}043 \cdot 90\,000} = 2{,}26; \quad 16{,}11 > 2{,}26.$$

Условие выполняется.

§ 14. Расчеты продольных перемещений подземных трубопроводов

В процессе эксплуатации подземных трубопроводов возможны продольные перемещения их в грунте под действием усилий, вызванных изменениями внутреннего давления, а также температуры перекачиваемого продукта и окружающей среды. В зависимости от упругих свойств системы «труба — грунт» и продольных усилий при перемещениях по контакту трубопровода с грунтом может устанавливаться упругая, пластичная или упругопластичная связь [2, 4]. В случае упругой связи зависимость между перемещениями и касательными напряжениями в грунте имеет следующий вид:

$$\tau(x) = -k_u u(x), \tag{3.84}$$

где $\tau(x)$ — интенсивность касательных напряжений в сечении x (рис. 25); k_u — коэффициент постели на сдвиг; $u(x)$ — продольное перемещение трубопровода относительно грунта в том же сечении x.

На рис. 25 изображена расчетная схема для определения перемещений трубопровода при действии по контакту «труба —

грунт» только упругой связи. Рассматривается случай, когда один конец трубопровода закреплен, другой — свободен. Под действием силы S трубопровод деформируется в пределах участка длиной l_1. Перемещение граничного сечения на свободном конце достигает наибольшего значения; перемещение любых других сечений зависит от сопротивления, оказываемого окружающим грунтом перемещающемуся трубопроводу, и продольного усилия в трубе.

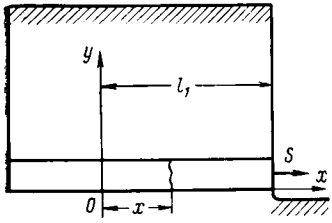


Рис. 25. Расчетная схема для определения перемещений полубесконечного трубопровода при упругой связи трубы с грунтом

Продольное усилие в трубопроводе можно найти по формуле (3.57), а предельное продольное усилие, при котором на всем участке взаимодействия трубопровода с грунтом еще сохраняется упругая связь, определяется следующим образом:

$$P_{\text{пр}} = \frac{\tau_{\text{пр}} \beta EF}{k_u}, \qquad (3.85)$$

где $\tau_{\text{пр}}$ — предельное сопротивление грунта сдвигу, определяемое по формуле (3.60) с учетом коэффициентов перегрузки $n_{\text{тр}} = 1{,}1$; $n_{\text{пр}} = 1$; $n_{\text{гр}} = 1{,}2$; β — параметр, определяемый по формуле

$$\beta = \sqrt{\frac{\pi D_{\text{н}} k_u}{EF}}, \qquad (3.86)$$

Если выполняется условие

$$S \leqslant P_{\text{пр}}, \qquad (3.87)$$

то продольные перемещения, касательные напряжения по контакту трубы с грунтом и продольные усилия на длине l_1 трубопровода распределяются по следующим зависимостям:

$$u(x) = \frac{S \operatorname{sh} \beta x}{\beta EF \operatorname{ch} \beta l_1}; \qquad (3.88)$$

$$\tau(x) = -k_u u(x) = -\frac{k_u S \operatorname{sh} \beta x}{\beta EF \operatorname{ch} \beta l_1}; \qquad (3.89)$$

$$P(x) = S \frac{\operatorname{ch} \beta x}{\operatorname{ch} \beta l_1}, \qquad (3.90)$$

здесь $\operatorname{sh} x$ и $\operatorname{ch} x$ — функции гиперболических синуса и косинуса, определяемые как

$$\operatorname{sh} x = \frac{e^x - e^{-x}}{2}; \qquad \operatorname{ch} x = \frac{e^x + e^{-x}}{2}. \qquad (3.91)$$

Перемещение свободного конца трубопровода (при $x=l_1$) определяется по формуле

$$u(l_1) = \frac{S}{\beta EF}, \tag{3.92}$$

а касательные напряжения

$$\tau(l_1) = -\frac{k_u S}{\beta EF}. \tag{3.93}$$

Линейная зависимость упругой связи (3.84) в действительности наблюдается лишь при незначительных перемещениях. В мо-

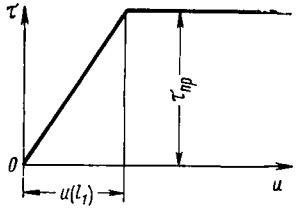


Рис. 26. Зависимость $\tau=f(u)$ для упругопластичной связи

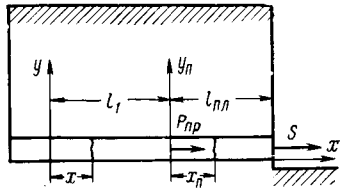


Рис. 27. Расчетная схема для определения перемещений полубесконечного трубопровода при наличии участков упругой и пластичной связи трубы с грунтом

дели упругопластичной связи линейная зависимость между касательными напряжениями $\tau(x)$ и перемещениями $u(x)$ существует до значения $\tau(x)=\tau_{пр}$, после чего перемещения происходят при неизменном значении $\tau_{пр}$ (рис. 26).

На рис. 27 изображена расчетная схема для этого случая. Если действующее в трубопроводе продольное усилие S удовлетворяет условию

$$S > P_{пр}, \tag{3.94}$$

то рядом с участком упругой связи (l_1) возникает участок пластичной связи трубопровода с грунтом ($l_{пл}$). На участке упругой связи распределение $u(x)$, $\tau(x)$, $P(x)$ определяется по формулам (3.88), (3.89), (3.90) с заменой величины S на $P_{пр}$. В конце участка l_1 будет

$$u(l_1) = \frac{\tau_{пр}}{k_u}; \quad \tau(l_1) = \tau_{пр}; \quad P(l_1) = P_{пр}. \tag{3.95}$$

Участок пластичной связи в этом случае должен воспринимать оставшуюся часть усилия ($S-P_{пр}$).

Длина участка пластичной связи трубопровода с грунтом определяется по формуле

$$l_{\text{пл}} = \frac{S - P_{\text{пр}}}{p_0}, \tag{3.96}$$

где

$$p_0 = \pi D_{\text{н}} \tau_{\text{пр}}. \tag{3.97}$$

Продольные усилия по длине трубопровода на участке $l_{\text{пл}}$ изменяются по следующей зависимости:

$$P(x_{\text{п}}) = P_{\text{пр}} + p_0 x_{\text{п}}. \tag{3.98}$$

Продольные перемещения на участке $l_{\text{пл}}$ с учетом смещения на участке l_1 можно определить по формуле

$$u(x_{\text{п}}) = \frac{\tau_{\text{пр}}}{k_u} + \frac{P_{\text{пр}} x_{\text{п}}}{EF} + \frac{p_0 x_{\text{п}}^2}{2EF}. \tag{3.99}$$

Полное перемещение свободного конца участка трубопровода (при $x_{\text{п}} = l_{\text{пл}}$) находится как

$$u(l_{\text{пл}}) = \frac{\tau_{\text{пр}}}{k_u} + \frac{S^2 - P_{\text{пр}}^2}{2p_0 EF}. \tag{3.100}$$

Пример. Определить полное перемещение свободного конца участка трубопровода длиной $l = 120$ м, построить эпюры распределения перемещений, касательных напряжений и продольных усилий по длине участка. Исходные данные: $D_{\text{н}} = 102$ см; $p = 75$ кгс/см^2; $\Delta t = 50°$ С; $\delta = 1{,}4$ см; $F = 442{,}5$ см^2; $S = 169\,550$ кгс; $q_{\text{тр}} = 3{,}47$ кгс/см; $q_{\text{пр}} = 0{,}81$ кгс/см; $\gamma_{\text{гр}} = 1{,}6 \times 10^{-3}$ кгс/см^3; $\varphi_{\text{гр}} = 36°$; $c_{\text{гр}} = 0$; $k_u = 0{,}5$ кгс/см^3; $h_0 = 80$ см.

Определяем вес трубопровода и продукта в нем с учетом коэффициентов перегрузки ($n_{\text{тр}} = 1{,}1$ и $n_{\text{пр}} = 1$)

$$q_{\text{т.п}} = 1{,}1 \cdot 3{,}47 + 1 \cdot 0{,}81 = 4{,}63 \text{ кгс/см}.$$

Подсчитываем предельное сопротивление грунта сдвигу ($n_{\text{гр}} = 1{,}2$):

$$p_{\text{гр}} = \frac{1{,}2 \cdot 1{,}6 \cdot 10^{-3} \cdot \left[2 \cdot 102 \cdot 80 + \frac{102^2}{4} + 2 \cdot 102 \left(80 + \frac{102}{2}\right) \times \right.}{3{,}14 \times} \rightarrow$$

$$\rightarrow \frac{\left. \times \operatorname{tg}^2 \left(45° - \frac{36°}{2}\right) \right] + 4{,}63}{\times 102} = 0{,}169 \text{ кгс/см}^2;$$

$$\tau_{\text{пр}} = 0{,}169 \operatorname{tg} 36° + 0 = 0{,}123 \text{ кгс/см}^2.$$

Сопротивление грунта продольному перемещению трубы

$$p_0 = 3{,}14 \cdot 102 \cdot 0{,}123 = 39{,}4 \text{ кгс/см}.$$

Находим значение параметра

$$\beta = \sqrt{\frac{3,14 \cdot 102 \cdot 0,5}{2,1 \cdot 10^6 \cdot 442,5}} = 0,415 \cdot 10^{-3} \text{ 1/см}.$$

Определяем предельное продольное усилие для упругой связи

$$P_{\text{пр}} = \frac{0,123 \cdot 0,415 \cdot 10^{-3} \cdot 2,1 \cdot 10^6 \cdot 442,5}{0,5} = 94\,870 \text{ кгс}.$$

Соотношение величин S и $P_{\text{пр}}$ — 169 550>94 870 кгс указывает на наличие упругопластичной связи трубопровода с грунтом.

Длина участка пластичной связи

$$l_{\text{пл}} = \frac{169\,550 - 94\,870}{39,4} = 1900 \text{ см},$$

а участка упругой

$$l_1 - l_{\text{пл}} = 12\,000 - 1900 = 10\,100 \text{ см}.$$

Определим перемещения, касательные напряжения и продольные усилия в нескольких сечениях участка упругой связи, заменив в формулах (3.88)—(3.90) значение S на $P_{\text{пр}}$:

$$\beta l_1 = 0,415 \cdot 10^{-3} \cdot 10\,100 = 4,192; \quad \operatorname{ch} \beta l_1 = \frac{e^{4,192} + e^{-4,192}}{2} =$$

$$= 33,085.$$

При $x=0$; $u(x=0)=0$; $\tau(x=0)=0$

$$P(x=0) = 94\,870 \frac{1}{33,085} = 2867 \text{ кгс}.$$

При $x=1000$ см; $\beta x = 0,415 \cdot 10^{-3} \cdot 1000 = 0,415$;

$$\operatorname{sh} \beta x = \frac{e^{0,415} - e^{-0,415}}{2} = 0,4270; \quad \operatorname{ch} \beta x = \frac{e^{0,415} + e^{-0,415}}{2} =$$

$$= 1,0874;$$

$$u(x) = \frac{94\,870 \cdot 0,4270}{0,415 \cdot 10^{-3} \cdot 2,1 \cdot 10^6 \cdot 442,5 \cdot 33,085} = 0,0032 \text{ см};$$

$$\tau(x) = -0,5 \cdot 0,0032 = -0,0016 \text{ кгс/см}^2$$

$$P(x) = 94\,870 \frac{1,0874}{33,085} = 3118,1 \text{ кгс}.$$

Результаты вычислений для остальных сечений занесены в табл. 9.

Таблица 9

Результаты вычислений $u(x)$, $\tau(x)$ и $P(x)$ на участке упругой связи трубопровода с грунтом

Абсцисса сечения x, см	βx	Гиперболические функции		Продольные перемещения $u(x)$, см	Касательные напряжения $\tau(x)$, кгс/см²	Продольные усилия $P(x)$, кгс
		$\mathrm{sh}\,\beta x$	$\mathrm{ch}\,\beta x$			
0	0	0	1	0	0	2867
1000	0,415	0,427	1,0874	0,0032	—0,0016	3118,1
2000	0,83	0,9286	1,3647	0,0069	—0,0034	3913,2
3000	1,245	1,5925	1,8804	0,0118	—0,0059	5392
4000	1,66	2,5346	2,7247	0,0188	—0,0094	7813
5000	2,075	3,9195	4,0451	0,0301	—0,015	11599,2
6000	2,49	5,9892	6,0721	0,0445	—0,0223	17411,5
7000	2,905	9,1052	9,16	0,0677	—0,0338	26266
8000	3,32	13,8121	13,8482	0,1027	—0,0514	39709,2
9000	3,735	20,9321	20,9559	0,1558	—0,0778	60090,3
10000	4,15	31,7091	31,7249	0,2358	—0,1179	90970
10100	4,192	33,0699	33,085	0,2458	—0,1229	94870

В конце участка упругой связи значения искомых величин определяем по формулам (3.95)

$$u(l_1) = \frac{0,123}{0,5} = 0,246 \text{ см}; \quad \tau(l_1) = -0,123 \text{ кгс/см}^2;$$

$$P(l_1) = 94\,870 \text{ кгс}.$$

Аналогично на участке пластичной связи определяем при $x_п = 500$ см

$$P(x_п) = 94\,870 + 39,4 \cdot 500 = 114\,570 \text{ кгс};$$

$$u(x_п) = \frac{0,123}{0,5} + \frac{94\,870 \cdot 500}{2,1 \cdot 10^6 \cdot 442,5} + \frac{39,4 \cdot 500^2}{2 \cdot 2,1 \cdot 10^6 \cdot 442,5} = 0,302 \text{ см};$$

$$\tau(x_п) = -0,123 \text{ кгс/см}^2.$$

Результаты вычислений для остальных сечений участка пластичной связи приведены в табл. 10.

Таблица 10

Результаты вычислений $u(x)$ и $P(x)$ на участке пластичной связи трубопровода с грунтом

Абсцисса сечения $x_п$, см	Продольные перемещения $u(x_п)$, см	Продольные усилия $P(x_п)$, кгс
500	0,3023	114 570
1000	0,3692	134 270
1500	0,4467	153 970
1900	0,5163	169 550

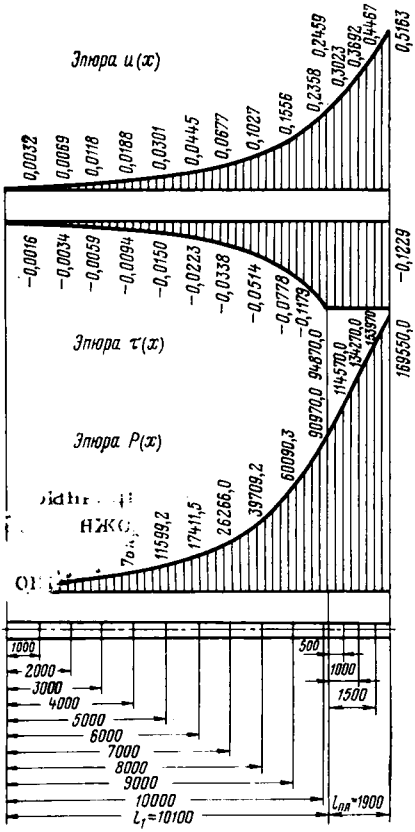


Рис. 28. Распределение продольных перемещений, касательных напряжений и продольных усилий по длине участка трубопровода

Полное перемещение свободного конца участка трубопровода определяем по формуле (3.100)

$$u(l_{пл}) = \frac{0,123}{0,5} + \frac{169\,550^2 - 94\,870^2}{2 \cdot 39,4 \cdot 2,1 \cdot 10^6 \cdot 442,5} = 0,516 \text{ см}.$$

На рис. 28 изображены эпюры распределения продольных перемещений, касательных напряжений и продольных усилий по длине участка трубопровода, рассчитанные в этом примере.

ГЛАВА 4

ТЕХНОЛОГИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ТРУБОПРОВОДОВ В НОРМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ

§ 15. Определение количества транспортных средств

При строительстве линейной части магистральных трубопроводов приходится выполнять большой комплекс транспортных работ, связанных с перевозкой отдельных труб и секций, запорной арматуры и других строительных материалов; при этом значительная часть этих работ приходится на доставку отдельных труб и секций на трубосварочные базы и на трассу.

Необходимое число трубовозов можн чределить следующим образом [1].

Время одного полного рейса туда и обратно

$$T_{1р} = \left(\frac{S_г}{v_{ср.гр}} + \frac{S_п}{v_{ср\,0}} + t_п + t_в \right) k_п, \qquad (4.1)$$

где $S_г$ — длина пути груженого трубовоза; $S_п$ — длина пути порожнего трубовоза; $v_{ср.гр}$ — средняя скорость груженого трубовоза [1]; $v_{ср\,0}$ — средняя скорость порожнего трубовоза; $t_п$, $t_в$ — время, затрачиваемое соответственно на погрузку и выгрузку [1]; $k_п$ — коэффициент, учитывающий возможные простои, $k_п = 1{,}2 \div 1{,}3$.

Число рейсов одного трубовоза в сутки

$$N_1 = \frac{T_{сут}}{T_{1р}}, \qquad (4.2)$$

где $T_{сут}$ — часы работы трубовоза в сутки. Общее число необходимых рейсов для перевозки среднего числа поступающих в сутки труб

$$N_р = \frac{Q_{ср}}{q_р}, \qquad (4.3)$$

где $Q_{ср}$ — среднее число труб, поступающих на железнодорожную станцию; $q_р$ — число труб (плетей), перевозимых трубовозом (плетевозом) за один рейс.

Необходимое число трубовозов

$$n_{ср} = \frac{N_р}{N_1}. \qquad (4.4)$$

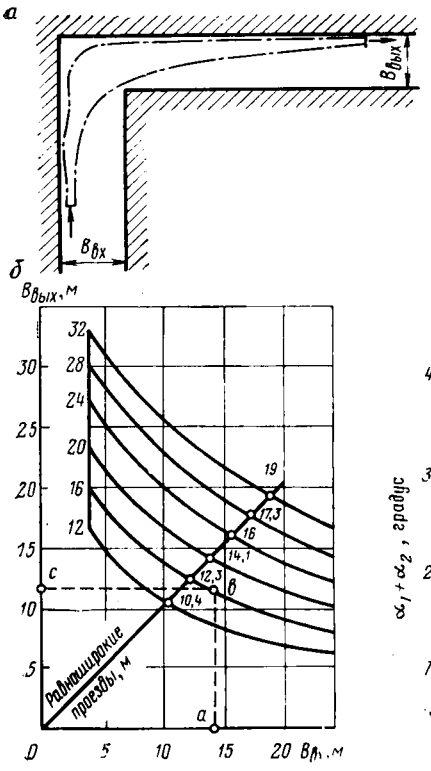


Рис. 29. Основные размеры полосы криволинейного движения транспортных средств при проезде прямоугольных поворотов:

а — схема прямоугольного проезда; *б* — номограмма вписывания плетевоза в прямоугольный проезд

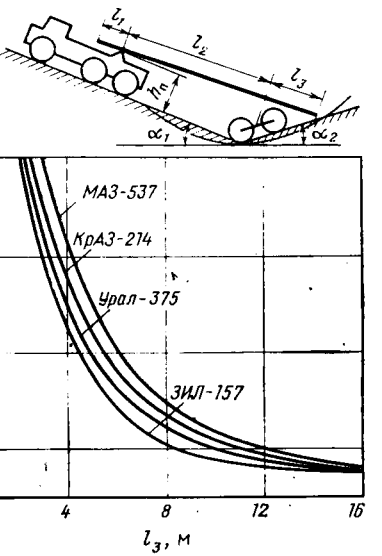


Рис. 30. Зависимость допустимой величины свеса от профиля дороги

Длина пути подвоза

$$S_п = \frac{a + b + l_м}{2}, \qquad (4.5)$$

где a, b — ближайшие расстояния до трассы от железнодорожных станций; $l_м$ — длина обслуживаемого маршрута.

При транспортировке длинномерных грузов важно определить, особенно на поворотах в 90°, необходимую ширину проезжей части полотна дороги (рис. 29).

В условиях пересеченной местности необходимо также определить максимальную величину свеса транспортируемых секций (рис. 30).

§ 16. Расчет напряженного состояния трубопроводов при погрузочно-разгрузочных и транспортных работах

При выполнении данных работ как в отдельных трубах, так и в секциях труб возникают напряжения от изгиба в процессе их выгрузки из полувагонов, погрузки на трубовозы и плетево-

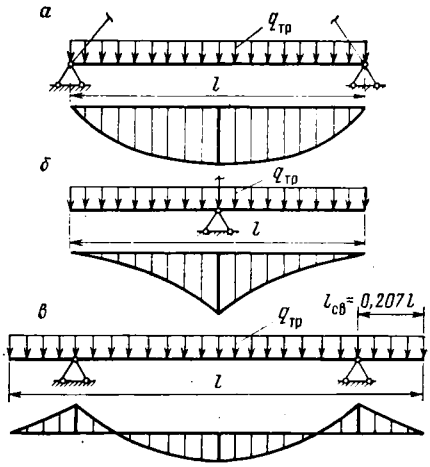


Рис. 31. Расчетные схемы при производстве погрузочно-разгрузочных и транспортных работ:

а — при строповке за концы трубы или секции; *б* — при строповке за середину трубы или секции; *в* — при транспортировке на плетевозах

зы, а также при транспортировке. Применительно к выгрузке и погрузке труб и секций могут быть две расчетные схемы (рис. 31, *а*, *б*), при этом максимально возможная длина трубы или секции при выполнении данных операций определится из выражения

$$l = \sqrt{\frac{8W \cdot 0{,}9R_2^н}{n_{тр}q_{тр}^н}} = \sqrt{\frac{7{,}2R_2^нW}{n_{тр}q_{тр}^н}}, \quad (4.6)$$

где $R_2^н$ — нормативное сопротивление трубной стали, равное минимальному пределу текучести; $n_{тр}q_{тр}^н$ — расчетный вес единицы длины трубопровода.

При транспортировке плетевозами секций оптимальное расстояние между коником и роспуском определяется из условия равенства пролетного и опорного моментов (рис. 31, *в*). Величина переднего и заднего свеса при этом составит

$$l_{св} = 0{,}207l. \quad (4.7)$$

Пример. Определить наибольшую длину поднимаемой плети по расчетной схеме *а* при следующих данных: $D_н \times \delta = 1020 \times 14$ мм; $W = 10\,980$ см^3; $q_{тр}^н = 3{,}473$ кгс/см; материал — сталь 14Г2САФ; $R_2^н = 4000$ кгс/см^2.

По формуле (4.6)

$$l = \sqrt{\frac{7{,}2 \cdot 4000 \cdot 10\,980}{1{,}1 \cdot 3{,}473}} = 9100 \text{ см} = 91 \text{ м}.$$

§ 17. Расчет напряженного состояния трубопровода при изоляционно-укладочных работах

Укладка трубопровода в проектное положение может осуществляться совмещенным и раздельным способами, при этом (в зависимости от сложности) по условиям строительства расчетная схема может быть симметричной — подъем и перемеще-

ние трубопровода на одном горизонтальном уровне (рис. 32) и несимметричной — на разных уровнях (рис. 33).

В процессе проведения изоляционно-укладочных работ каждое сечение трубопровода испытывает при его подъеме значительные напряжения от изгиба.

Весь приподнятый над землей участок трубопровода можно рассматривать как неразрезную многопролетную балку, в которой имеются две крайние зоны (пролеты) и одна средняя, заключенная между крайними трубоукладчиками (см. рис. 32). Как показывают примеры расчетов, наиболее напряженным является первый пролет длиной l_1,

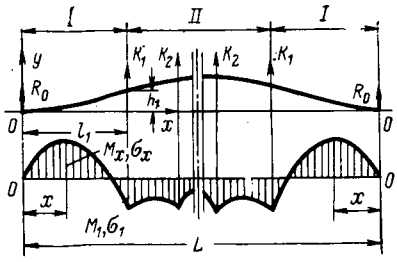


Рис. 32. Расчетная схема симметричного подъема:
I — крайние пролеты; *II* — зона расположения трубоукладчиков

$$l_1 = 2{,}46 \sqrt[4]{\frac{EIh_1}{q_{тр}}}, \qquad (4.8)$$

где EI — изгибная жесткость трубопровода; $q_{тр}$ — собственный вес единицы длины трубопровода.

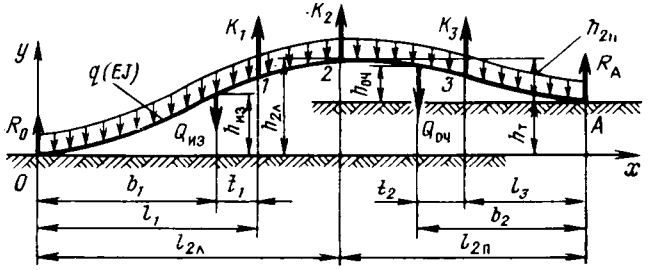


Рис. 33. Расчетная схема несимметричного подъема трубопровода тремя трубоукладчиками

Из условия предельного снижения напряжений в приподнятом трубопроводе могут быть рекомендованы безразмерные параметры подъема (табл. 11).

Пример. Рассчитать схему симметричного подъема трубопровода размером 1020×14 мм тремя трубоукладчиками. Исходные данные: $EI = 1{,}175 \cdot 10^6$ тс/м^2; $q_{тр} = 0{,}347$ тс/м; $h_1 = 1$ м.

Расстояния между трубоукладчиками определяются по формуле

$$l = \bar{l} \sqrt[4]{\frac{EIh_1}{q_{тр}}} = 1{,}507 \sqrt[4]{\frac{1{,}175 \cdot 10^6 \cdot 1}{0{,}347}} = 64{,}5 \text{ м}.$$

Таблица 11

Безразмерные параметры симметричного подъема

Безразмерные параметры		Число трубоукладчиков				
		1	2	3	4	5
$m=l_1:l$		—	1,476	1,647	1,784	1,909
$\bar{l}$	$\bar{l}=\dfrac{l}{\sqrt[4]{\dfrac{EIh_1}{q_{тр}}}}$	—	1,749	1,507	1,364	1,263
	$\bar{l}_1=\dfrac{l_1}{\sqrt[4]{\dfrac{Eh_1D_н^2}{\gamma_{ст}}}}$	—	1,04	0,896	0,811	0,751
$\bar{K}_1=\dfrac{K_1}{\sqrt[4]{EIh_1q_{тр}^3}}$		3,884	2,461	2,224	2,09	1,998
$\bar{K}_2=\dfrac{K_2}{\sqrt[4]{EIh_1q_{тр}^3}}$		—	—	1,507	1,364	1,183
$\bar{\sigma}_1=\dfrac{\sigma_1}{\sqrt{Eh_1\gamma_{ст}}}$		2	1,081	0,809	0,657	0,564
$\bar{\sigma}_x=\dfrac{\sigma_x}{\sqrt{Eh_1\gamma_{ст}}}$		0,667	0,696	0,725	0,742	0,757

Нагрузки, которые необходимо поддерживать на крюках трубоукладчиков, находятся как

$$K_1=\bar{K}_1\sqrt[4]{EIh_1q_{тр}^3}=2{,}224\sqrt[4]{10^5\cdot 1\cdot 0{,}3^3}=33{,}1 \text{ тс};$$

$$K_2=\bar{K}_2\sqrt[4]{EIh_1q_{тр}^3}=1{,}507\sqrt[4]{10^5\cdot 1\cdot 0{,}3^3}=22{,}4 \text{ тс}.$$

Напряжения от изгиба в наиболее опасном (опорном) сечении определяются по данным физико-механических свойств ста-

ли ($E=2{,}1\cdot10^6$ кгс/см^2, $\gamma_{ст}=0{,}00785$ кгс/см^3) и подсчитываются по формуле

$$\sigma_1=\bar{\sigma}_1\sqrt{Eh_1\gamma_{ст}}=0{,}809\sqrt{2{,}1\cdot10^3\cdot10^2\cdot0{,}785\cdot10^{-2}}=1040\text{ кгс/см}^2,$$

что намного меньше расчетного сопротивления стали R_2 для трубных сталей.

При несимметричном подъеме задачу расчета параметров изоляционно-укладочной колонны рассмотрим при использовании трех кранов-трубоукладчиков (или трех групп спаренных трубоукладчиков), причем в качестве точки сравнения выбираем место опирания трубопровода на второй трубоукладчик, т. е. точку *2* (см. рис. 33).

Опорная реакция

$$R_0=\frac{6EIh_1}{l_1^3}+\frac{q_{тр}l_1}{4}, \tag{4.9}$$

где EI — изгибная жесткость; $q_{тр}$ — вес единицы длины трубопровода; l_1 — длина от точки опирания трубопровода на дно траншеи до первого трубоукладчика,

$$l_1=2{,}46\sqrt[4]{\frac{EIh_1}{q_{тр}}}. \tag{4.10}$$

Усилие на крюке последнего трубоукладчика может быть выражено через длину $l_{2л}$ при условии равенства опорных моментов:

$$K_1=\frac{1}{(l_{2л}-l_1)}\left[Q_{из}(l_{2л}-b_1)+\frac{q_{тр}l_{2л}^2}{2}-R_0l_{2л}+M_1\right]. \tag{4.11}$$

Уравнение углов поворота $\varphi_{2л}$ в точке *2* представим в следующем виде:

$$\varphi_{2л}=\frac{1}{2EI}\left[R_0l_{2л}^2+K_1(l_{2л}-l_1)^2-Q_{из}(l_{2л}-b_1)^2-\frac{q_{тр}l_{2л}^3}{3}\right], \tag{4.12}$$

а уравнение прогибов $h_{2л}$ в той же точке как

$$h_{2л}=\frac{1}{6EI}\left[R_0l_{2л}^3+K_1(l_{2л}-l_1)^3-Q_{из}(l_{2л}-b_1)^3-\frac{q_{тр}l_{2л}^4}{4}\right]. \tag{4.13}$$

Задавая различные значения $l_{2л}$, можно получить графическую интерпретацию уравнений (4.12) и (4.13). Кроме того, нетрудно будет построить и кривую, связывающую между собой параметры $\varphi_{2л}$ и $h_{2л}$. Для той же точки *2* найдем аналогичные уравнения, рассмотрев первую часть расчетной схемы. Для этого установим сначала взаимосвязь между некоторыми параметрами, входящими в эту часть схемы.

Так, реакция грунта на трубопровод R_A может быть представлена через длину пролета l_3:

$$R_A = \frac{q_{тр} l_3}{2} + \frac{M_1}{l_3}. \qquad (4.14)$$

Заметим, что удаление очистной машины от точки соприкосновения трубопровода с поверхностью строительной полосы ($b_2 = l_3 + d_2$) также не представляет собой самостоятельного неизвестного.

Усилие на крюке первого в колонне трубоукладчика можно найти из рассмотрения уравнения прогиба для точки, в которой работает очистная машина,

$$K_3 = \frac{1}{l_2^3}\left[6EIh_{оч} - R_A b_2^3 + \frac{q_{тр} b_2^4}{4}\right]. \qquad (4.15)$$

Общая длина правой части рассматриваемой схемы $l_{2п}$ определяется из условия равенства опорных моментов путем решения квадратного уравнения

$$\frac{q_{тр} l_{2п}^2}{2} - (R_A + K_3 - Q_{оч}) l_{2п} + (K_3 l_3 - Q_{оч} b_2 + M_1) = 0. \qquad (4.16)$$

Уравнение углов поворота $\varphi_{2п}$ в точке сравнения запишем в следующем виде:

$$\varphi_{2п} = \frac{1}{2EI}\left[R_A l_{2п}^2 + K_3 (l_{2п} - l_3)^2 - Q_{оч} (l_{2п} - b_2)^2 - \frac{q_{тр} l_{2п}^3}{3}\right]. \qquad (4.17)$$

Уравнение прогибов $h_{2п}$ относительно поверхности строительной полосы представим как

$$h_{2п} = \frac{1}{6EI}\left[R_A l_{2п}^3 + K_3 (l_{2п} - l_3)^3 - Q_{оч} (l_{2п} - b_2)^3 - \frac{q_{тр} l_{2п}^4}{4}\right]. \qquad (4.18)$$

Задавая различные значения l_3, получим графики уравнений (4.17) и (4.18). Необходимо построить также график взаимосвязи параметров $\varphi_{2п}$ и $h_{2п}$.

Следует учесть, что при сравнении между собой графиков $\varphi_{2п} = f(h_{2п})$ и $\varphi_{2л} = f(h_{2л})$ необходимо их построение производить с учетом условий в точке *2*, т. е.

$$\varphi_{2л} = -\varphi_{2п}; \quad h_{2л} = h_{2п} + h_т. \qquad (4.19)$$

Точки пересечения этих кривых дают графическое решение задачи. При получении нескольких возможных вариантов решения выбираются наиболее подходящие с технологической точки зрения. В качестве примера на рис. 34 приводятся результаты расчета параметров изоляционно-укладочной колонны, производящей строительство трубопровода диаметром 1020 мм. Были приняты следующие исходные данные: $EI = 10{,}5 \cdot 10^4$ тс·м^2,

$q_{тр}=0{,}3$ тс/м; $h_т=2$ м; $h_{из}=2{,}4$ м; $h_{оч}=1{,}6$ м; $d_1=d_2=6$ м; $Q_{из}=3$ тс, $Q_{оч}=5$ тс. Оба решения сведены в табл. 12. С точки зрения нагрузок на трубоукладчики более выгодным является второй вариант.

Предельное снижение изгибающих моментов, возможное при использовании трех трубоукладчиков, может быть достигнуто

Таблица 12

Параметры	Решения	
	I	II
$(l_{2л}-l_1)$, м	39,5	32,8
$(l_{2п}-l_3)$, м	59,5	46,5
K_1, т	22,1	21,1
K_2, т	15,3	12,4
K_3, т	26	24

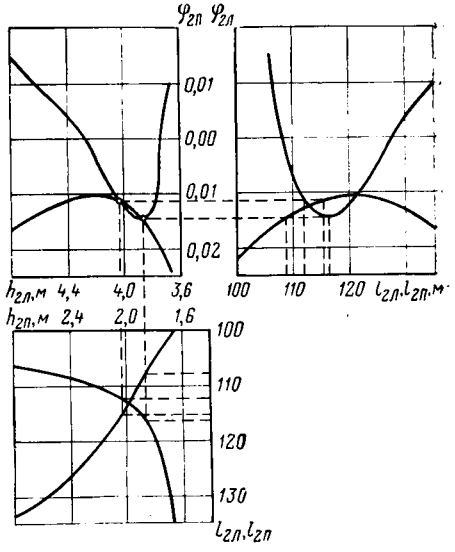


Рис. 34. Пример расчета изоляционно-укладочной колонны с тремя трубоукладчиками

и при большем числе трубоукладчиков. Правда, необоснованное увеличение их числа в колонне является невыгодным. Кроме того, чем больше трубоукладчиков участвует в укладке, тем труднее синхронизировать их работу и тем чаще могут возникать различные отклонения действительных значений параметров от оптимальных расчетных — это приводит к появлению дополнительных напряжений в трубопроводе. Однако в некоторых случаях возникает необходимость в увеличении числа трубоукладчиков, например при недостаточной грузоподъемности имеющихся трубоукладчиков. Увеличение числа трубоукладчиков против расчетного необходимо также при строительстве трубопровода в сложных условиях (на сильно пересеченной местности, на болотах и т. д.). В каждом из этих случаев требуется индивидуальное решение задачи.

При несимметричной схеме подъема трубопровод изгибается не только в вертикальной плоскости, но и в горизнтальной в процессе его надвижки с бровки на ось траншеи. Как показывают расчеты, учет изгиба трубопровода в горизонтальной плоскости дает увеличение суммарных приведенных напряжений от изгиба не более чем на 5%.

Определив необходимые подъемные усилия K_1, K_2 и т. д., подбираем марки кранов-трубоукладчиков, используя зависимость

$$K_{\text{доп}} = k_{\text{з.г}} \frac{M_{\text{опр}}}{a}, \qquad (4.20)$$

где $k_{\text{з.г}}$ — коэффициент запаса грузоподъемности, учитывающий неровный рельеф местности, $k_{\text{з.г}} = 0{,}9$; $M_{\text{опр}}$ — номинальный или паспортный опрокидывающий момент трубоукладчика; a — вы-

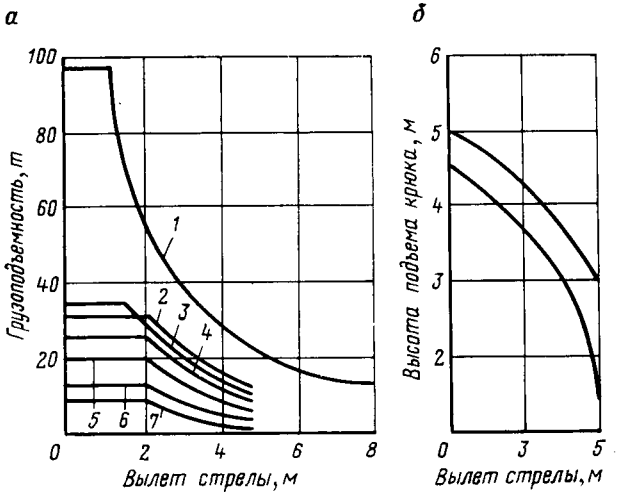


Рис. 35. Зависимость грузоподъемности (*а*) и высоты подъема крюка (*б*) трубоукладчиков от вылета стрелы:
1 — CAT-594; *2* — Т 3560М; *3* — 2×Т 1530В; *4* — 2×ТО 1224В; *5* — Т 2040А; *6* — Т 1530В; *7* — ТО 1224В

лет стрелы, является переменным и изменяется от минимального у первого по ходу работ трубоукладчика (в м)

$$a_{\min} = 0{,}3 + \frac{D_{\text{н}}}{2} \qquad (4.21)$$

Таблица 13

Характеристики трубоукладчиков

Марка трубоукладчика	Максимальная грузоподъемность, т	Максимальный момент устойчивости, тс·м	Максимальный вылет крюка, м	Масса трубоукладчика, т
Т 614	6,3	14	5	12,4
ТЛГ 4М	12	30	4,5	18
ТО 1224 (ТО 1224В)	12	33,6	4,5	19,2
Т 1530 (Т 1530В)	15	42	5	24,06
Т 3560 (Т 3560М, Т 3560А)	35	74	5,5	36,4
ТГ 351	35	97	5,5	40,4
CAT-594	90,7	100	7,3	54,6

до максимального у последнего трубоукладчика

$$a_{max} = \frac{B}{2} + h_т \operatorname{tg} \varphi_{гр} + \frac{D_н}{2} + 0{,}3, \qquad (4.22)$$

где B и $h_т$ — соответственно ширина и глубина траншеи.

Данные по характеристикам трубоукладчиков приведены в табл. 13 и на рис. 35.

§ 18. Расчет радиуса упругого изгиба трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях

Магистральный трубопровод любого диаметра и назначения имеет криволинейные участки в горизонтальной и вертикальной плоскостях, что обусловливается необходимостью обхода различных препятствий, рельефом местности и наличием различных переходов через естественные и искусственные препятствия. Повороты могут осуществляться при помощи упругого (свободного) изгиба, а также при помощи вварки кривых труб, изготовленных в холодном состоянии на трубогибочных станках, или кругозагнутых вставок, изготовленных методом горячей штамповки или сваренных из отдельных сегментов.

Радиус упругого изгиба в горизонтальной плоскости из условия прочности равен [14]

$$R_{1ор} \geqslant \frac{3ED_н}{4\sigma_и}, \qquad (4.23)$$

где $\sigma_и$ — напряжения от упругого изгиба,

$$\sigma_и \leqslant 0{,}15\frac{pD_в}{\delta} - \alpha_t E \Delta t \pm \psi_з \frac{C}{K_н} R_2^н. \qquad (4.24)$$

Проверка на вписывание трубопровода в траншею, учитывая несоответствие упругой оси трубопровода $y_{тр}$ и круговой формы очертания оси траншеи y, производится из условия

$$\Delta y = y_{тр} - y = \frac{14}{81}\frac{P_и l_{кр}^3}{EI} -$$

$$-\left(R_{гор} - \sqrt{R_{гор}^2 - \frac{4}{9} l_{кр}^2}\right) \leqslant \frac{B - D_{из}}{2}, \qquad (4.25)$$

где $l_{кр}$ — длина криволинейного участка; B — ширина траншеи по дну; $D_{из}$ — диаметр заизолированного трубопровода; $P_и$ — усилие, необходимое для изгиба трубопровода,

$$P_и = \frac{3EI\left(R_{гор} - \sqrt{R_{гор}^2 - l_{кр}^2}\right)}{l_{кр}^3}. \qquad (4.26)$$

На графике зависимости Δy от x (см. рис. 36) можно найти предельный угол поворота трубопровода $[\alpha_к]$.

Радиусы упругого изгиба в вертикальной плоскости из условия прилегания трубопровода ко дну траншеи:

для «вогнутого» рельефа местности

$$R_{вог} = \sqrt[3]{\frac{384EI\left(1-\cos\frac{\alpha_в}{2}\right)}{5q_{тр}\alpha_в^4}}; \qquad (4.27)$$

для «выпуклого» рельефа местности

$$R_{вып} = \sqrt[3]{\frac{8EI}{q_{тр}\alpha_в^2}}, \qquad (4.28)$$

где $\alpha_в$ — угол поворота трубопровода в вертикальной плоскости; $q_{тр}$ — собственный вес трубопровода.

Радиусы упругого изгиба в вертикальной плоскости из условия прочности определяются:

для «вогнутого» рельефа местности

$$R'_{вог} \geqslant \frac{3}{5}\frac{ED_н}{\sigma_и}; \qquad (4.29)$$

для «выпуклого» рельефа местности

$$R'_{вып} \geqslant \frac{1}{2}\frac{ED_н}{\sigma_и}. \qquad (4.30)$$

Пример. Определить радиусы упругого изгиба трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях. Исходные данные: $D_н = 1020$ мм; $\delta = 15$ мм; $q_{тр} = 3{,}72$ кгс/см; $I = 611\,700$ см^4; $\sigma_и = 1100$ кгс/см^2; $[\Delta y] = \frac{B - D_н}{2} = 25{,}5$ см, $\alpha_в = 1 \div 5°$.

Из условия прочности (4.23) определяем минимальный радиус упругого изгиба в горизонтальной плоскости

$$R_{гор} \geqslant \frac{3 \cdot 2\,100\,000 \cdot 102}{4 \cdot 1100} = 146\,050 \text{ см};$$

в вертикальной плоскости на «вогнутом» рельефе местности по формуле (4.29)

$$R'_{вог} \geqslant \frac{3 \cdot 2\,100\,000 \cdot 102}{5 \cdot 1100} = 116\,836 \text{ см};$$

на «выпуклом» рельефе местности по формуле (4.30)

$$R'_{вып} \geqslant \frac{2\,100\,000 \cdot 102}{2 \cdot 1100} = 97\,364 \text{ см}.$$

Таблица 14

Результаты расчетов радиусов упругого изгиба

Параметры	Угол поворота $\alpha_в$, градус				
	1	2	3	4	5
Длина криволинейного участка $l_{кр}=R_{гор}\cos(90°-\alpha_в)$, см	2549	5097	7643	10 188	12 729
Усилие, необходимое для изгиба трубопровода, $P_и$ по (4.26), кгс	5177,2	2589,6	1727,4	1296,6	1038,4
Разница ординат оси трубопровода и оси траншеи Δy по (4.25), см	1,65	6,6	14,86	26,46	41,41
Радиус упругого изгиба в вертикальной плоскости на «вогнутом» рельефе местности из условия прилегания трубопровода ко дну траншеи $R_{вог}$ по (4.27), см	221 743	139 531	106 485	87 930	75 793
То же, для «выпуклого» рельефа местности $R_{вып}$ по (4.28), см	208 675	131 381	100 264	82 757	71 320

Результаты дальнейших расчетов сведены в табл. 14 и изображены в виде графиков на рис. 36.

Приведенные формулы получены без учета податливости грунта. Поскольку грунт оказывает сопротивление поперечному

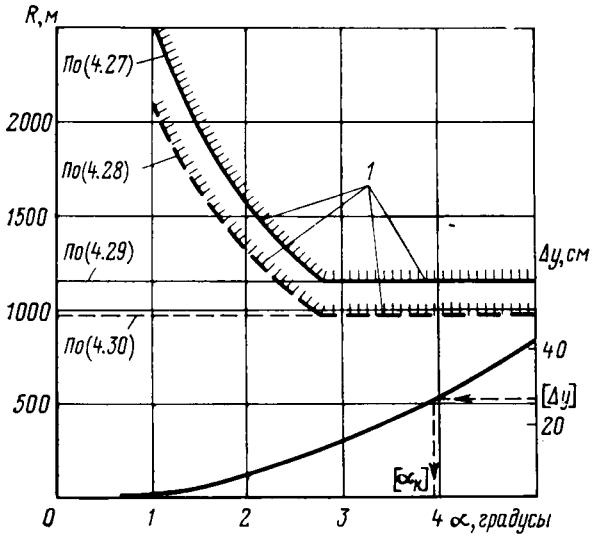


Рис. 36. Определение радиусов упругого изгиба в вертикальной и горизонтальной плоскостях:
1 — границы допускаемых радиусов

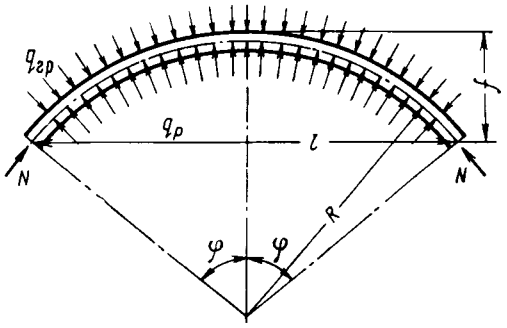


Рис. 37. Схема к расчету упругоискривленного участка трубопровода

перемещению труб с интенсивностью $q_{гр}$, то распределенная нагрузка будет (рис. 37)

$$q = q_p - q_{1p}, \tag{4.31}$$

где q_p — поперечная нагрузка, обусловленная внутренним давлением,

$$q_p = \frac{\pi D_в^2 p}{4R}. \tag{4.32}$$

Введем обозначения:

$$\eta = \frac{f}{l}; \tag{4.33}$$

$$R = l\frac{1+4\eta^2}{8\eta}; \tag{4.34}$$

$$\sin\varphi = \frac{2\eta}{1+2\eta^2}; \tag{4.35}$$

$$m = \frac{D_н}{2l}. \tag{4.36}$$

С учетом податливости грунта минимально допустимый радиус кривизны упругоискривленного участка

$$R_{min} \geqslant \frac{ED_н}{2\left[\sigma_{пр}^н - 0{,}15\frac{pD_в}{\delta} \pm (1-\beta)\alpha_t \Delta t E - \beta\frac{pD_в}{4\delta}\right]}, \tag{4.37}$$

где $\sigma_{пр}^н$ — максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий (3.54); β — коэффициент, учитывающий уменьшение напряжений за

счет изменения длины искривленного участка при его поперечном перемещении,

$$\beta = \frac{1 + 5m^2}{1 + \frac{15}{16}\frac{m^2}{\eta^2}}. \qquad (4.38)$$

Приведем некоторые значения β:

$\frac{2f}{D_в}$	8	4	2	1	0,75	0,5	0,25	0
β	0,98	0,94	0,81	0,52	0,37	0,21	0,06	0

Из (4.37) видно, что при $p=0$ и $\Delta t=0$ формула для радиуса кривизны приобретает обычный вид

$$R_{min} \geqslant \frac{ED_н}{2\sigma^н_{пр}}. \qquad (4.39)$$

Пример. Определить R_{min} при следующих исходных данных: $D_н=122$ см; $\delta=1{,}4$ см, $D_п=119{,}2$ см; $p=75$ кгс/см²; $\Delta t=+50°C$; $\alpha_t=12\cdot10^{-6}$ 1/° C; $E=2{,}1\cdot10^6$ кгс/см²; $\beta=0$; $\sigma^н_{пр}=3000$ кгс/см².

По (4.36) минимально допустимый радиус кривизны в эксплуатационный период

$$R_{min} = 380 \text{ м}.$$

Однако в период монтажа R_{min} может быть и большим.

По (4.38) $R_{min}=427$ м. Следовательно, R_{min} необходимо принять по условиям монтажа.

ГЛАВА 5

ТРУБОПРОВОДЫ В СЛОЖНЫХ УСЛОВИЯХ

§ 19. Расчет напряженного состояния горных трубопроводов в период монтажа

При укладке на продольном уклоне в трубопроводе возникают дополнительные монтажные напряжения, которые зависят от диаметра трубопровода, характеристики склона и способа монтажа [1, 4].

Если угол продольного уклона больше предельного угла, т. е. $\alpha_{скл} > \alpha_{пред}$, то незакрепленный трубопровод будет сползать по склону и в нем возникнет максимальное растягивающее усилие при монтаже сверху вниз (рис. 38), равное

$$P_{max} = q_{тр} l (\sin \alpha_{скл} - f \cos \alpha_{скл}), \qquad (5.1)$$

где $q_{тр}$ — вес 1 см длины трубопровода; l — длина трубопровода; $\alpha_{скл}$ — угловая величина уклона; f — коэффициент трения трубопровода о грунт.

Предельный угол определяется из соотношения [1]

$$\alpha_{пред} = \operatorname{arc\,tg} f. \qquad (5.2)$$

При монтаже на продольном уклоне методом снизу вверх трубопровод будет сжат, при этом максимальное сжимающее усилие, определяемое зависимостью (5.1), будет у подошвы склона.

При $\alpha_{скл} < \alpha_{пред}$ сползания трубопровода не будет, так как он удерживается на склоне за счет сил трения. В произвольном сечении x при монтаже сверху вниз продольное усилие

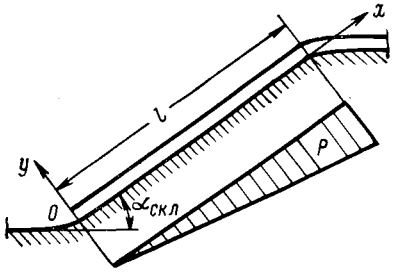


Рис. 38. Схема к расчету усилий в трубопроводе на продольном уклоне при монтаже сверху вниз

$$P(x) = \frac{q_{тр} \sin \alpha_{скл}}{\beta} \frac{\operatorname{sh} \beta x}{\operatorname{ch} \beta l}, \qquad (5.3)$$

при монтаже снизу вверх

$$P(x) = \frac{q_{тр} \sin \alpha_{скл}}{\beta} \frac{\operatorname{sh} \beta (l - x)}{\operatorname{ch} \beta l}, \qquad (5.4)$$

где

$$\beta = \sqrt{\frac{Ak_u}{EF}}, \qquad (5.5)$$

A — часть длины окружности трубы, опирающейся на грунт;

k_u — коэффициент сопротивления грунта при продольном перемещении трубопровода.

Максимальное усилие в зависимости от способа монтажа возникнет вверху или внизу склона и равно

$$P_{max} = \frac{q_{тр} \sin \alpha_{скл}}{\beta} \operatorname{th} \beta l \approx \frac{q_{тр} \sin \alpha_{скл}}{\beta}. \quad (5.6)$$

Напряжения

$$\sigma = \frac{P_{max}}{F}. \quad (5.7)$$

Пример. Определить напряжение для случая $\alpha_{скл} > \alpha_{пред}$ при следующих данных: $D_н \times \delta = 1020 \times 14$ мм; $F = 442{,}5$ см²; $q_{тр} = 3{,}473$ кгс/см; $l = 500$ м; $\alpha_{скл} = 45°$; грунт — суглинок; $f = 0{,}3$.

По формуле (5.1)

$$P_{max} = 3{,}473 \cdot 50\,000 (\sin 45° - \cos 45° \cdot 0{,}3) = 85\,950 \text{ кгс}.$$

По формуле (5.7)

$$\sigma = \frac{85\,950}{442{,}6} = 194{,}2 \text{ кгс/см}^2.$$

Пример. Определить напряжения для случая $\alpha_{скл} < \alpha_{пред}$ при следующих данных: грунт — песок, $\alpha_{скл} = 18°$; $A = 150$ см; $k_u = 0{,}2$ кгс/см³.

По формуле (5.5)

$$\beta = \sqrt{\frac{150 \cdot 0{,}2}{2{,}1 \cdot 10^6 \cdot 442{,}5}} = 1{,}037 \cdot 10^{-4} \text{ 1/см}.$$

По формуле (5.6)

$$P_{max} = \frac{3{,}473 \cdot 0{,}309}{1{,}027 \cdot 10^{-4}} = 10\,450 \text{ кгс}.$$

По формуле (5.7)

$$\sigma = \frac{10\,450}{442{,}5} = 23{,}6 \text{ кгс/см}^2.$$

§ 20. Расчет напряженного состояния трубопроводов, подверженных воздействию оползающих грунтов

Как показывает практика эксплуатации, горные трубопроводы часто оказываются расположенными в оползневых массивах. Рассмотрим основные случаи силового воздействия оползающего грунта на трубопровод [1, 3, 4].

Поперечные оползневые подвижки грунта

Пусть трубопровод проложен в оползне на участке l' (рис. 39).

Силовое воздействие грунта находим по формуле

$$q_{гр} = \frac{4\pi\mu v_{оп}}{2 - \ln \mathrm{Re}}; \tag{5.8}$$

$$\mathrm{Re} = \frac{v_{оп} D_н}{\nu_{оп}}, \tag{5.9}$$

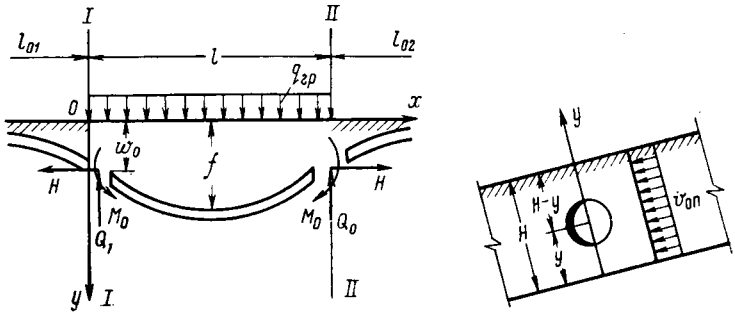


Рис. 39. Схема к расчету трубопровода в оползневом массиве

Re — число Рейнольдса; $D_н$ — наружный диаметр трубы; $\nu_{оп}$ — кинематическая вязкость,

$$\nu_{оп} = \frac{\mu g}{\gamma_{ест}}, \tag{5.10}$$

μ — динамическая вязкость; $v_{оп}$ — скорость движения оползающего грунта на глубине расположения трубопровода,

$$v_{оп} = \frac{\gamma_{ест}}{\mu}\left(Hy - \frac{y^2}{2}\right)(\sin\alpha_{скл} - \cos\alpha_{скл}\,\mathrm{tg}\,\varphi_{гр}) - \frac{c_{гр}}{\mu}y, \tag{5.11}$$

$\gamma_{ест}$ — объемный вес в естественном состоянии; $\varphi_{гр}$ — угол внутреннего трения; $c_{гр}$ — сцепление грунта.

Как показали лабораторные исследования для глинистых грунтов (супеси, суглинки, глины), величина μ изменяется в пределах $a\cdot10^{11}\div a\cdot10^{14}$ П ($a=1\div9$ — числовой коэффициент). Наблюдения за действующими оползнями показали, что при $\mu < a\cdot10^{10}$ П наблюдается проскальзывание всего оползающего массива по подстилающему грунту.

Определяем предельные значения растягивающего усилия в сечениях I и II при наличии упругой связи трубопровода с грунтом

$$P_{пр} = \frac{\beta EF}{k_и}\tau_{пр}, \tag{5.12}$$

где β — коэффициент,

$$\beta = \sqrt{\frac{\pi D_н k_u}{EF}}; \tag{5.13}$$

EF — жесткость при растяжении (сжатии); k_u — коэффициент постели грунта при сдвиге; $\tau_{пр}$ — предельное сопротивление грунта сдвигу,

$$\tau_{пр} = \gamma_{ест}(H - y)\operatorname{tg}\varphi_{гр} + c_{гр}. \tag{5.14}$$

Значение действительного растягивающего усилия P определяется графическим методом из совместного решения уравнений

$$f_1 = \frac{q_{гр} l^2}{8P} - \left(\frac{M_0}{P} + \frac{q_{гр}}{k^2 P}\right)\frac{\operatorname{ch} k\frac{l}{2} - 1}{\operatorname{ch} k\frac{l}{2}} + w_0; \tag{5.15}$$

$$f_2 = \frac{2}{\pi}\sqrt{\frac{Pl^2}{EF} + u_{01}l + u_{02}l + u_{сл}l}, \tag{5.16}$$

где

$$M_0 = \frac{\frac{q_{гр} l}{2P} - \frac{\alpha^2 q_{гр} l}{k_0 D_н} - \frac{q_{гр}}{kP}\operatorname{th} k\frac{l}{2}}{\frac{4\alpha^3}{k_0 D_н} + \frac{k}{P}\operatorname{th} k\frac{l}{2}}; \tag{5.17}$$

$$k = \sqrt{\frac{P}{EI}}; \tag{5.18}$$

$$\alpha = \sqrt[4]{\frac{k_0 D_н}{4EI}}; \tag{5.19}$$

$$w_0 = \frac{2\alpha}{k_0 D_н}\left(\frac{q_{гр} l}{2} + \alpha M_0\right); \tag{5.20}$$

u_{01}, u_{02} — продольные перемещения соответственно участков l_{01} и l_{02}; $u_{сл}$ — продольное перемещение труб за счет слабины участка l (1—1,5 см на каждые 100 м трубопровода); k_0 — коэффициент постели грунта при сжатии; EI — жесткость трубопровода при изгибе.

Для совместного решения (5.15) и (5.16) задаемся несколькими значениями P_i:

при $P_i \leqslant P_{пр}$

$$u_{01} = u_{02} = \frac{P_i}{\beta EF}; \tag{5.21}$$

при $P_i > P_{\text{пр}}$

$$u_{01} = u_{02} = \frac{\tau_{\text{пр}}}{k_u} + \frac{P_l^2 - P_{\text{пр}}^2}{2\pi D_{\text{н}} \tau_{\text{пр}} EF}. \tag{5.22}$$

Определив фактические значения $P_{\text{ф}}$ и $f_{\text{ф}}$, находим значения изгибающего момента в сечениях $x=0$, $x=l$ по (5.17) и значение изгибающего момента в сечении $x=l/2$

$$M_{\text{с}} = \left(M_0 + \frac{q_{\text{гр}}}{k^2}\right) \frac{1}{\operatorname{ch} k \frac{l}{2}} - \frac{q_{\text{гр}}}{k^2}. \tag{5.23}$$

Для безаварийной работы трубопровода должно выполняться следующее условие прочности:

$$\sigma = \frac{P_{\text{ф}}}{F} \pm \frac{M_0, M_{\text{с}}}{W} \leqslant R_2, \tag{5.24}$$

R_2 — расчетное сопротивление трубной стали.

Пример. Рассчитать напряженное состояние при следующих исходных данных.

Характеристика трубопровода: $D_{\text{н}} \times \delta = 529 \times 9$ мм; $F = 147$ см^2; $W = 1880$ см^3; $I = 49\,720$ см^2; $EF = 3{,}087 \cdot 10^8$ кгс; $EI = 1{,}04412 \times \times 10^{11}$ кгс·см^2; $E = 2{,}1 \cdot 10^6$ кгс/см^2; материал трубы — сталь 14ХГС; $R_1^{\text{н}} = 52$ кгс/мм^2; $R_2^{\text{н}} = 36$ кгс/мм^2, расчетное сопротивление $R_2 = \dfrac{36 \cdot 0{,}9}{1{,}15 \cdot 1} = 28{,}17$ кгс/мм^2.

Характеристика грунта: $\gamma_{\text{ест}} = 0{,}0019$ кгс/см^3; $c_{\text{гр}} = 0{,}1$ кгс/см^2; $\varphi_{\text{гр}} = 14°$; $\mu = 1 \cdot 10^{13}$ $\Pi = 1 \cdot 10^7$ кгс·с/см^2; $k_0 = 1$ кгс/см^3; $k_u = = 0{,}4$ кгс/см^3.

Характеристика оползня: $l = 4000$ см; $H = 500$ см; $H - y = = 200$ см; $\alpha_{\text{скл}} = 26°$.

По формуле (5.11)

$$v_{\text{оп}} = \frac{1{,}9 \cdot 10^{-3}}{1 \cdot 10^7} \left(500 \cdot 300 - \frac{200^2}{2}\right) (\sin 26° - \cos 26° \operatorname{tg} 14°) -$$

$$- \frac{0{,}1}{1 \cdot 10^7} 300 = 1{,}273 \cdot 10^{-6} \text{ см/с}.$$

Если перевести $v_{\text{оп}}$ в см/год, годовая скорость определится как $(v_{\text{оп}} \cdot 3{,}155 \cdot 10^7)$, т. е. $v_{\text{год}} = 40{,}2$ см/год.

По формуле (5.10)

$$\nu_{\text{оп}} = \frac{1 \cdot 10^7 \cdot 0{,}0961 \cdot 10^3}{1 \cdot 9 \cdot 10^{-3}} = 0{,}516 \cdot 10^{13} \text{ см}^2/\text{с}.$$

По формуле (5.9)

$$\text{Re} = \frac{1{,}273 \cdot 10^{-6} \cdot 52{,}9}{0{,}516 \cdot 10^{13}} = 1{,}305 \cdot 10^{-17}.$$

По формуле (5.8)

$$q_{\text{гр}} = \frac{4 \cdot \pi \cdot 1 \cdot 10^7 \cdot 1{,}273 \cdot 10^{-6}}{2 - \ln 1{,}305 \cdot 10^{-17}} = 3{,}91 \text{ кгс/см}.$$

По формуле (5.13)

$$\tau_{\text{пр}} = 0{,}0019 \cdot 200 \cdot \operatorname{tg} 14^\circ + 0{,}1 = 0{,}1947 \text{ кгс/см}^2.$$

По формуле (5.14)

$$\beta = \sqrt{\frac{\pi \cdot 52{,}9 \cdot 0{,}4}{3{,}087 \cdot 10^3}} = 0{,}464 \cdot 10^{-3} \text{ 1/см}.$$

По формуле (5.12)

$$P_{\text{пр}} = \frac{0{,}464 \cdot 10^{-3} \cdot 3{,}087 \cdot 10^8 \cdot 0{,}1947}{0{,}4} = 69{,}72 \cdot 10^3 \text{ кгс}.$$

По формуле (5.19)

$$\alpha = \sqrt[4]{\frac{1 \cdot 52{,}9}{4 \cdot 1{,}04412 \cdot 10^{11}}} = 0{,}3355 \cdot 10^{-2} \text{ 1/см}.$$

Для нахождения фактического значения P_Φ и f_Φ задаемся несколькими промежуточными значениями P, равными $20 \cdot 10^3$, $40 \cdot 10^3$, $60 \cdot 10^3$ кгс и определяем стрелки прогиба трубопровода при $x = l/2$ по формулам (5.15) и (5.16).

Примем $P = 20 \cdot 10^3$ кгс.

По формуле (5.18)

$$k = \sqrt{\frac{20 \cdot 10^3}{1{,}04412 \cdot 10^{11}}} = 4{,}3766 \cdot 10^{-4} \text{ 1/см}.$$

По формуле (5.17)

$$M_0 = \frac{\dfrac{3{,}91 \cdot 4000}{2 \cdot 20 \cdot 10^3} - \dfrac{(0{,}3355 \cdot 10^{-2})^2 \, 3{,}91 \cdot 4000}{1 \cdot 52{,}9} - \dfrac{4\,(0{,}3355 \cdot 10^{-2})^3}{1 \cdot 52{,}9} + \dfrac{\dfrac{3{,}91}{4{,}3766 \cdot 10^{-4} \cdot 20 \cdot 10^3} \operatorname{th} \dfrac{4{,}3766 \cdot 10^{-4} \cdot 4000}{2}}{\dfrac{4{,}3766 \cdot 10^{-4}}{20 \cdot 10^3} \operatorname{th} \dfrac{4{,}3766 \cdot 10^{-4} \cdot 4000}{2}}}{}$$

$$= 4{,}006 \cdot 10^6 \text{ кгс/см}.$$

По формуле (5.20)

$$w_0 = \frac{2 \cdot 0{,}3355 \cdot 10^{-2}}{1 \cdot 52{,}9} \left(\frac{3{,}91 \cdot 4000}{2} + 0{,}3355 \cdot 10^{-2} \cdot 4{,}006 \cdot 10^6 \right) =$$

$$= 2{,}6958 \text{ см}.$$

По формуле (5.15)

$$f = f_1 = \frac{3{,}91 \cdot 4000^2}{8 \cdot 20 \cdot 10^3} - \left[\frac{4{,}006 \cdot 10^6}{20 \cdot 10^3} + \frac{3{,}91}{(4{,}3766 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 20 \cdot 10^3} \right] \times$$

$$\times \frac{\operatorname{ch} \frac{4{,}3766 \cdot 10^{-4} \cdot 4000}{2} - 1}{\operatorname{ch} \frac{4{,}3766 \cdot 10^{-4} \cdot 4000}{2}} + 2{,}6958 = 39{,}8 \text{ см}.$$

Учитывая, что $P_i < P_{\text{пр}}$, по формуле (5.21)

$$u_{01} = u_{02} = \frac{20 \cdot 10^3}{0{,}464 \cdot 10^{-3} \cdot 3{,}087 \cdot 10^8} = 0{,}1396 \text{ см}.$$

По формуле (5.16)

$$f = f_2 =$$

$$= \frac{2}{\pi} \sqrt{\frac{20 \cdot 10^3 \cdot (4000)^2}{3{,}087 \cdot 10^8} + 0{,}1396 \cdot 4000 + 0{,}1396 \cdot 4000 + 0{,}6 \cdot 4000} =$$

$$= 29{,}55 \text{ см}.$$

Аналогичным образом рассчитываем параметры при $P = 40 \cdot 10^3$ кгс и $P = 60 \cdot 10^3$ кгс (табл. 15).

Таблица 15

Параметры при расчете поперечных подвижек грунта

$P \cdot 10^3$, кгс	$k \cdot 10^{-4}$, 1/см	$k\frac{l}{2}$	$\operatorname{ch} k\frac{l}{2}$	$\operatorname{th} k\frac{l}{2}$	$M_0 \cdot 10^6$, кгс·см	w_0, см	f_1, см	f_2, см
20	4,3766	0,8753	1,4082	0,7041	4,006	2,6958	39,8	29,546
40	6,1895	1,2379	1,8691	0,8449	3,689	2,5609	36,535	41,78
60	7,5605	1,5161	2,387	0,9080	3,413	2,4435	33,83	51,174
32,6	5,5677	1,1171	1,6922	0,8067	3,798	2,6142	37,6	37,6

На основании построенного графика зависимости продольного растягивающего усилия P от стрелки прогиба f_1 и f_2 (рис. 40) находим их фактические значения $P_\Phi = 32{,}6 \cdot 10^3$ кгс; $f_\Phi = 37{,}6$ см.

По формуле (5.18)

$$k = \sqrt{\frac{32{,}6 \cdot 10^3}{1{,}04412 \cdot 10^{11}}} = 5{,}5877 \cdot 10^{-4} \text{ 1/см}.$$

По формуле (5.17)

$$M_0 = \frac{\frac{3{,}91\cdot 4000}{2\cdot 32{,}6\cdot 10^3} - \frac{(0{,}3355\cdot 10^{-2})^2\, 3{,}91\cdot 4000}{1\cdot 52{,}9} - \frac{4\cdot(0{,}3355\cdot 10^{-2})^3}{1\cdot 52{,}9} + \frac{3{,}91}{5{,}5877\cdot 10^{-4}\cdot 32{,}6\cdot 10^3}\,\mathrm{th}\,\frac{5{,}5877\cdot 10^{-4}\cdot 4000}{2}}{\frac{5{,}5877\cdot 10^{-4}}{32{,}6\cdot 10^3}\,\mathrm{th}\,\frac{5{,}5877\cdot 10^{-4}\cdot 4000}{2}} = 3{,}798\cdot 10^6 \text{ кгс/см}.$$

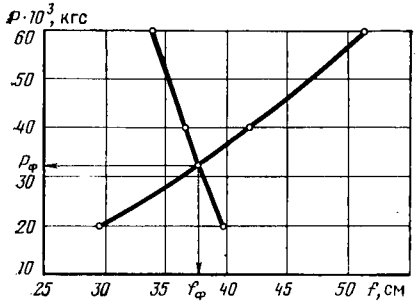


Рис. 40. График для определения расчетных величин $P_ф$, $f_ф$

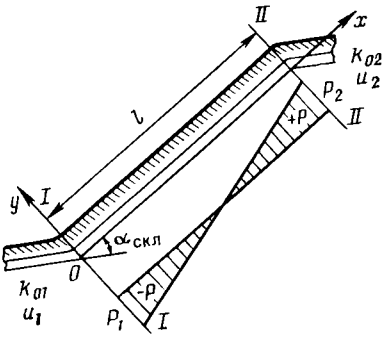


Рис. 41. Расчетная схема при оползневых подвижках грунта на продольных уклонах

По формуле (5.23)

$$M_c = \left[3{,}798\cdot 10^6 + \frac{3{,}91}{(5{,}5877\cdot 10^{-4})^2}\right]\frac{1}{\mathrm{ch}\,\frac{5{,}5877\cdot 10^{-4}\cdot 4000}{2}} - \frac{3{,}91}{(5{,}5877\cdot 10^{-4})^2} = -2{,}8782\cdot 10^6 \text{ кгс}\cdot\text{см}.$$

Проверяем условие прочности (5.24)

$$\sigma_{\substack{x=0\\x=l}} = \frac{32{,}6\cdot 10^3}{147} + \frac{3{,}798\cdot 10^6}{1880} = 2243 \text{ кгс/см}^2;$$

$$\sigma_{x=\frac{l}{2}} = \frac{32{,}6\cdot 10^3}{147} + \frac{2{,}8782\cdot 10^6}{1880} = 1753 \text{ кгс/см}^2,$$

что меньше расчетного сопротивления материала трубы $R_2 = 2817$ кгс/см².

Оползневые подвижки грунта на продольных уклонах

Рассмотрим наиболее неблагоприятный случай, когда подвижка грунта, перешедшего в предельное напряженное состоя-

ние, происходит одновременно вдоль всего склона длиной l, причем примыкающие горизонтальные участки рассматриваем как балки в упругой среде, характеризуемой в сечении $x=0$ коэффициентом постели на сдвиг k_{01}, а в сечении $x=l-k_{02}$ (рис. 41).

В любом произвольном сечении x продольное перемещение

$$u(x)=\frac{\pi D_{\text{н}}\tau_{\text{пр}}}{2EF}x^2+\left(\frac{2\alpha_2 P_2\sin\alpha_{\text{скл}}}{k_{02}D_{\text{н}}}-\frac{2\alpha_1 P_1\sin\alpha_{\text{скл}}}{k_{01}D_{\text{н}}}\right)x+\\+\frac{2\alpha_1 P_1\sin\alpha_{\text{скл}}}{k_{01}D_{\text{н}}},\qquad(5.25)$$

а продольное усилие

$$P(x)=\pi D_{\text{н}}\tau_{\text{пр}}x+\frac{2\alpha_2 EFP_2\sin\alpha_{\text{скл}}}{k_{02}D_{\text{н}}l}-\frac{2\alpha_1 EFP_1\sin\alpha_{\text{скл}}}{k_{01}D_{\text{н}}l},\qquad(5.26)$$

где k_{01}, k_{02} — коэффициенты постели на сдвиг;

$$\alpha_1=\sqrt[4]{\frac{k_{01}D_{\text{н}}}{4EI}};\quad \alpha_2=\sqrt[4]{\frac{k_{02}D_{\text{н}}}{4EI}}.\qquad(5.27)$$

Верхняя часть трубопровода будет растянутой, нижняя — сжатой. Принимая во внимание, что при $x=0$ $P=P_1$ и при $x=l$ $P=P_2$, получим

$$P_1=\frac{\pi D_{\text{н}}\tau_{\text{пр}}l}{1+\dfrac{\alpha_2 k_{01}}{\alpha_1 k_{02}}};\qquad(5.28)$$

$$P_2=\frac{\pi D_{\text{н}}\tau_{\text{пр}}l}{1+\dfrac{\alpha_1 k_{02}}{\alpha_2 k_{01}}}.\qquad(5.29)$$

Соответственно продольные перемещения равны:
при $x=0$

$$u_1=\frac{2\alpha_1 P_1\sin\alpha_{\text{скл}}}{k_{01}D_{\text{н}}};\qquad(5.30)$$

при $x=l$

$$u_2=\frac{2\alpha_2 P_2\sin\alpha_{\text{скл}}}{k_{02}D_{\text{н}}}.\qquad(5.31)$$

В частном случае при $k_{01}=k_{02}$, $u_{x=0}=u_{x=l}$

$$P=\frac{P_1+P_2}{2}=0{,}5\pi D_{\text{н}}\tau_{\text{пр}}l,\qquad(5.32)$$

т. е. деформация трубопровода при $x=l/2$ равна нулю, верхняя половина трубопровода будет растянутой, нижняя сжатой.

Напряжения

$$\sigma=\frac{P}{F}.\qquad(5.33)$$

§ 21. Расчет устойчивости трубопровода на болотах при различных способах балластировки

Трубопровод, укладываемый в болотистом и обводненном грунте, должен быть закреплен против всплытия, если он имеет положительную плавучесть. Трубопровод закрепляют одиночными утяжеляющими железобетонными и чугунными грузами, сплошным обетонированием, металлическими винтовыми анкерными устройствами и засыпкой минеральным грунтом. Проверка против всплытия трубопроводов, прокладываемых на обводненных участках, выполняется по расчетным нагрузкам и воздействиям из условия

$$Б \geqslant K_{м}(K_{н.в}q_{в} - q_{тр} - q_{доп}), \tag{5.34}$$

где $Б$ — необходимая величина пригрузки или расчетного усилия анкерного устройства, приходящаяся на трубопровод длиной 1 м; $K_{м}$ — коэффициент безопасности по материалу, принимаемый равным для анкерных устройств 1; для железобетонных, чугунных грузов 1,05; при сплошном обетонировании в опалубке 1,07; при сплошном обетонировании методом торкретирования 1,1; при балластировке грунтом -,2; $K_{н.в}$—коэффициент надежности при расчете устойчивости положения трубопровода против всплытия, принимаемый равным для болот и периодически заливаемых участков 1% обеспеченности $K_{п.в}=1,05$; $q_{доп}$ — расчетный вес продукта на воздухе, дополнительных обустройств в воде, а также обледенения в воде при транспортировке продукта с отрицательной температурой; $q_{в}$ — расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод (с учетом изоляции), определяемая по формуле

$$q_{в} = 0{,}8D_{тр}^{2}\gamma_{в}, \tag{5.35}$$

$D_{тр}$ — наружный диаметр трубы с учетом изоляционного покрытия; $\gamma_{в}$ — объемный вес воды с учетом растворенных солей и взвешенных частиц грунта,

$$\gamma_{в} = 1100 \div 1150 \text{ кгс/см}^{3};$$

$q_{тр}$ — расчетный вес трубопровода (с учетом изоляции) на воздухе,

$$q_{тр} = q_{с.в} + q_{из}, \tag{5.36}$$

$q_{с.в}$ — собственный вес трубы; $q_{из}=q_{л}+q_{бр}$ — вес изоляционного покрытия; $q_{л}$ — вес липкой ленты; $q_{бр}$ — вес оберточного слоя (бризола).

Расстояние между отдельными грузами балластировки трубопровода определяется по формуле

$$l_{г} = \frac{Q_{г.ср} - \gamma_{в}V_{г.ср}}{Б}, \tag{5.37}$$

где $Q_{г.\,ср}$ — средний вес одного груза в воздухе; $V_{г.\,ср}$ — средний фактический объем груза:

для железобетонных грузов

$$V_{г.ср} = \left[ab - (a - 2d)\,h - \frac{\pi R^2}{2}\right] c; \tag{5.38}$$

для чугунных грузов

$$V_{г.ср} \approx \pi\,(R_1^2 - R_2^2)\,m. \tag{5.39}$$

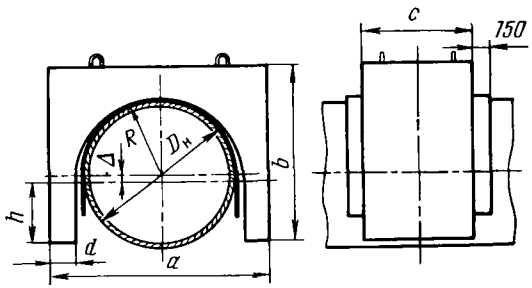


Рис. 42. Железобетонный седловидный груз

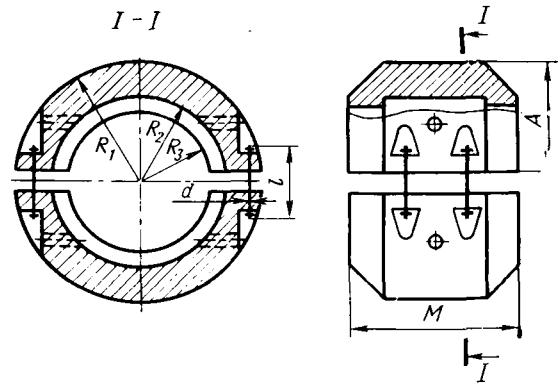


Рис. 43. Чугунный кольцевой груз

Параметры одиночных грузов приведены на рис. 42 и 43 и в табл. 16 и 17.

При сплошном обетонировании требуемый наружный диаметр забалластированной трубы определится из выражения

$$D_б = \sqrt{\frac{\pi\gamma_б D_{из}^2 - 4q_{тр}}{\pi\,(\gamma_б - K_м\gamma_в)}}, \tag{5.40}$$

где $\gamma_б$ — объемный вес бетона, кгс/м³; $D_{из}$ — диаметр заизолированного трубопровода.

Таблица 16

Железобетонные седловидные грузы для балластировки трубопроводов

Наружный диаметр трубопровода, мм	Масса груза, кг	Размеры, мм						
		a	b	c	d	R	Δ	h
325	300	840	590	400	200	220	40	170
426	500	1080	760	400	260	280	40	220
529	1500	1320	900	800	330	330	40	240
720	3000	1540	1120	1200	340	430	40	340
820	3000	1640	1210	1100	340	480	40	390
1020	3000	1840	1430	900	340	580	40	500
1220	4000	2000	1600	1050	320	580	50	500
1420	4000	2100	1750	1110	250	800	90	620

Таблица 17

Чугунные кольцевые грузы для балластировки трубопроводов

Наружный диаметр трубопровода, мм	Масса груза, кг	Размеры, мм						
		R_1	R_2	R_3	A	M	d	l
325	250	275	210	150	260	400	20	120
377	300	305	245	175	285	450	20	130
426	350	330	264	200	310	500	20	130
478	400	355	294	230	335	500	20	140
529	450	385	320	255	360	500	20	170
630	500	435	373	280	410	500	20	170
720	1100	480	415	310	455	960	24	180
820	1100	530	465	360	505	870	24	180
1020	1100	635	570	405	610	725	24	180

Таблица 18

Значения коэффициента $k_{гр}$

Группа грунта	Грунты	Коэффициент несущей способности грунта
I	Мягкопластичные глины и суглинки, пластичные супеси	1
II	Пески мелкие, плотные и средней плотности, маловлажные, влажные и водонасыщенные; полутвердые тугопластичные глины и суглинки	2
III	Пески гравелистые, крупные и средней зернистости, маловлажные, влажные и водонасыщенные; твердые супеси, глины и суглинки	3

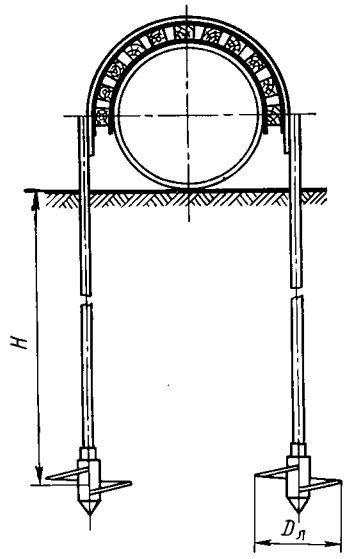


Рис. 44. Винтовое анкерное устройство

При балластировке металлическими винтовыми анкерными устройствами (рис. 44) расчетное усилие (допускаемая нагрузка) $Б_{анк}$ определяется по формуле

$$Б_{анк} = Z_{анк} k_{тр} m_{анк} N_{анк}, \qquad (5.41)$$

где $Z_{анк}$ — число анкеров в одном анкерном устройстве; $k_{тр}$ — коэффициент несущей способности грунта, в котором находятся лопасти анкеров (табл. 18); $m_{анк}$ — коэффициент условий работы анкерного устройства, принимаемый равным 0,5 при $Z_{анк} \leqslant 2$ и 0,4 при $Z_{анк} > 2$; $N_{анк}$ — максимальная (критическая) нагрузка на один винтовой анкер, завинченный в грунт I группы на глубину не менее шести диаметров лопасти:

Диаметр анкера, мм	Максимальная (критическая) нагрузка на один винтовой анкер $N_{анк}$, кгс
100	650
150	750
200	1350
250	2100
300	3000
400	5300
500	8300
600	12000
750	18750

Расстояние между анкерами

$$l_а = \frac{Б_{анк}}{Б}. \qquad (5.42)$$

Дополнительно определяется расстояние между анкерами из условия прочности

$$l_а = \sqrt{\frac{12 R_2 W}{P_{пл}}}, \qquad (5.43)$$

где R_2 — расчетное сопротивление трубной стали; W — осевой момент сопротивления поперечного сечения трубы; $P_{пл}$ — положительная плавучесть,

$$P_{пл} = \gamma_в V_в - q_{тр}, \qquad (5.44)$$

$V_в$ — объем воды, вытесненной 1 м трубы с учетом изоляции,

$$V_в = \frac{\pi (D_н + 2\delta_{из})^2}{4}, \qquad (5.45)$$

$\delta_{из}$ — толщина изоляционного покрытия.

При замене слабого торфяного грунта минеральным всплытию трубопровода будет противостоять вес призмы грунта над ним (рис. 45). Уравнение устойчивости трубопровода в этом случае будет [3]

$$(\gamma_{сух} - 1)(h_н - h_s - D_{тр}) \times \times D_{тр} \geqslant P_{пл}, \qquad (5.46)$$

где $\gamma_{сух}$ — объемный вес сухого песка; $h_н$ — проектная высота насыпи; $D_{тр}$ — диаметр сооружаемого трубопровода; h_s — осадка насыпи,

$$h_s = \frac{Ah_н^2(1 + \operatorname{ctg}\alpha_н)}{0{,}35h_н(1 + \operatorname{ctg}\alpha_н) + B_н}, \qquad (5.47)$$

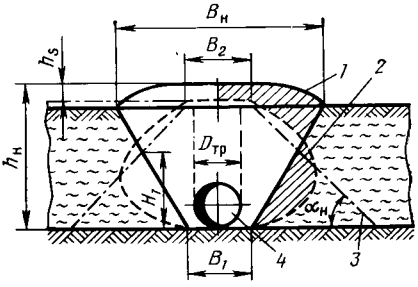


Рис. 45. Расчетная схема балластировки трубопровода минеральным грунтом:

1 — начальная форма засыпки; *2* — измененная форма засыпки; *3* — линия передачи давления; *4* — трубопровод

$B_н$ — ширина насыпи поверху; $\alpha_н$ — угол откосов насыпи после засыпки, $\alpha_н = 40 \div 45°$; A — коэффициент, равный 0,088 для болот II типа; 0,193 для болот I типа.

Пример. Рассчитать устойчивость трубопровода, сооружаемого на болоте при различных способах балластировки, приняв следующие исходные данные: $D_н \times \delta = 1020 \times 14$ мм; $F = 442{,}5$ см^2; $W = 10\,980$ см^3; $q_{с.в} = 347{,}3$ кгс/м; материал — сталь 14Г2САФ; $R_2 = \frac{40 \cdot 0{,}75}{1{,}15 \cdot 1{,}05} = 24{,}84$ кгс/мм^2, тип трубопровода — газопровод; $p = 75$ кгс/см^2; $q_{доп} = pD_в^2 = 75 \cdot 0{,}992^2 = 73{,}8$ кгс/м; $q_{из} = q_л + q_{бр} = 3{,}15 + 6{,}75 = 9{,}9$ кгс/м; $\delta_{из} = 0{,}65$ мм; $D_{из} = D_н + 2\delta_{из} = 1020 + 2 \times 0{,}65 = 1021{,}3$ мм $= 1{,}0213$ м; $\gamma_в = 1100$ кгс/м^3.

1. Балластировка одиночными железобетонными грузами.

По формуле (5.35)

$$q_в = 0{,}8 \cdot 1{,}02132^2 \cdot 1100 = 917{,}9 \text{ кгс/м}.$$

По формуле (5.36)

$$q_{тр} = 347{,}3 + 9{,}9 = 357{,}2 \text{ кгс/м}.$$

По формуле (5.34)

$$Б = 1{,}05(1{,}05 \cdot 917{,}9 - 357{,}2 - 73{,}3) = 559{,}4 \text{ кгс/м}.$$

По формуле (5.38)

$$V_{г.ср} = \left[1{,}84 \cdot 1{,}43 - (1{,}84 - 2 \cdot 0{,}34)\,0{,}5 - \frac{\pi \cdot 0{,}582^2}{2}\right] 0{,}9 = 1{,}37 \text{ м}^3.$$

По формуле (5.37)

$$l_г = \frac{3000 - 1100 \cdot 1{,}37}{559{,}4} = 2{,}67 \text{ м}.$$

2. Балластировка одиночными чугунными грузами.
По формуле (5.39)

$$V_{г.ср} = \pi (0{,}635^2 - 0{,}57^2)\, 0{,}87 = 0{,}214 \text{ м}^3.$$

По формуле (5.37)

$$l_г = \frac{1100 - 1100 \cdot 0{,}214}{559{,}4} = 1{,}55 \text{ м}.$$

3. Балластировка сплошным обетонированием.
Принимаем $\gamma_б = 2200$ кгс/м³.
По формуле (5.40)

$$D_б = \sqrt{\frac{\pi \cdot 2200 \cdot 1{,}0213^2 - 4 \cdot 357{,}2}{\pi (2200 - 1{,}1 \cdot 1100)}} = 1{,}3633 \text{ м} = 136{,}33 \text{ см}.$$

Толщина бетонного покрытия

$$\delta_б = \frac{D_б - D_н}{2} = \frac{136{,}33 - 102{,}13}{2} = 17{,}1 \text{ см}.$$

4. Пригрузка металлическими винтовыми анкерными устройствами.
Принимаем $Z_{анк} = 2$; $m_{анк} = 0{,}5$; грунт — I категории, $k_{гр} = 1$; диаметр лопасти $D_л = 500$ мм; $N_{анк} = 8300$ кгс.
По формуле (5.41)

$$Б_{анк} = 2 \cdot 1 \cdot 0{,}5 \cdot 8300 = 8300 \text{ кгс}.$$

По формуле (5.42)

$$l_а = \frac{8300}{559{,}4} = 14{,}8 \text{ м}.$$

По формуле (5.45)

$$V_в = \frac{\pi (1{,}02 + 2 \cdot 0{,}00065)^2}{4} = 0{,}819 \text{ м}^3.$$

По формуле (5.44)

$$P_{пл} = 1100 \cdot 0{,}819 - 357{,}2 = 543{,}7 \text{ кгс/м} = 5{,}437 \text{ кгс/см}.$$

По формуле (5.43)

$$l_а = \sqrt{\frac{12 \cdot 2484 \cdot 10\,980}{5{,}437}} = 7758 \text{ см} = 77{,}58 \text{ м},$$

77,58 м > 14,8 м, т. е. условие обеспечения прочности трубопровода выполняется.
5. Балластировка минеральным грунтом.

Принимаем $\gamma_{сух}=1{,}5$ т/м^3; $h_н=2{,}5$ м; $B=5$ м; $\alpha_н=45°$; болото III типа.

По формуле (5.47)

$$h_s=\frac{0{,}193\cdot 2{,}5^2\,(1+\operatorname{ctg}45°)}{0{,}35\cdot 2{,}5\,(1+\operatorname{ctg}45°)+5}=0{,}357\text{ м}.$$

Проверяем условие устойчивости (5.46):

$(1{,}5-1)(2{,}5-0{,}357-1{,}0213)\,1{,}0213=0{,}5728$ тс/м $=572{,}8$ кгс/м,

572,8 кгс/м$>$543,7 кгс/м, т. е. условие обеспечения устойчивости трубопровода соблюдается.

ГЛАВА 6

ПЕРЕХОДЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЕСТЕСТВЕННЫЕ И ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ

§ 22. Устойчивость подводного трубопровода

Под устойчивостью подводного трубопровода понимается способность оставаться в покое при самом неблагоприятном сочетании основных силовых воздействий — выталкивающее Архимедово усилие, горизонтальная и вертикальная составляющие гидродинамического воздействия потока, силы упругости трубопровода и т. д. Расчет устойчивости подводных трубопроводов, прокладываемых на переходах через водные преграды, можно выполнить по формуле [1]

$$Б \geqslant K_{м}(K_{н.в}q_{в} + Б_{г} + Б_{в} + Б_{изг} + Б_{пр.с} - q_{тр} - q_{доп}), \quad (6.1)$$

где $Б$ — необходимая пригрузка; $K_{н.в}$ — коэффициент надежности при расчете устойчивости положения трубопровода против всплытия, принимается равным для водных преград с шириной зеркала воды в межень до 200 м, условным диаметром менее 1000 мм — 1,1; для остальных водных преград (реки) — 1,15; $q_{в}$ — расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод (с учетом изоляции и футеровки),

$$q_{в} = 0{,}8D_{тр}^{2}\gamma_{в}; \quad (6.2)$$

$Б_{г}$ — дополнительная пригрузка, необходимая для компенсации горизонтальной составляющей гидродинамического воздействия потока P_{x},

$$Б_{г} = \frac{P_{x}}{f_{тр}} = \frac{1}{f_{тр}} c_{x}\gamma_{в}\frac{v_{ср}^{2}}{2g}D_{тр}; \quad (6.3)$$

$f_{тр}$ — коэффициент трения трубопровода о грунт; для трубопровода, покрытого сплошной деревянной футеровкой, принимается в зависимости от характеристики грунта в следующих пределах:

Разрушенная скала, скальные грунты	0,65
Пески крупные и гравелистые	0,55
Пески мелкие и супеси	0,45
Илистые и суглинистые грунты	0,4

c_x — коэффициент лобового сопротивления, зависящий от параметра

$$\mathrm{Re} = \frac{v_{ср} D_{тр}}{\nu}, \qquad (6.4)$$

$v_{ср}$ — средняя скорость потока, набегающего на трубу; $D_{тр} = D_н + 2\delta_{из} + 2\delta_{фут}$ — наружный диаметр трубопровода с учетом изоляции и футеровки; $\delta_{из}$, $\delta_{фут}$ — соответственно толщина изоляции и футеровки; ν — кинематический коэффициент вязкости, при 20° С для воды $\nu = 0{,}01$ сСт; g — ускорение свободного падения; при $\mathrm{Re} < 10^5$ $c_x = 1{,}2$, при $\mathrm{Re} = 10^5 \div 10^7$ $c_x = 1$; $Б_в$ — дополнительная пригрузка, необходимая для компенсации вертикальной составляющей гидродинамического воздействия потока,

$$Б_в = P_y = c_y \gamma_в \frac{v_{ср}^2}{2g} D_{тр}, \qquad (6.5)$$

c_y — коэффициент подъемной силы при несимметричном обтекании трубы, $c_y = 0{,}55$; $Б_{изг}$ — дополнительная пригрузка, необходимая для изгиба трубопровода по заданной кривой дна траншеи; $Б_{пр.с}$ — дополнительная пригрузка, необходимая для предотвращения подъема трубопровода на криволинейных участках в вертикальной плоскости под действием продольных усилий.

Суммарную величину $Б_{изг} + Б_{пр.с}$ можно найти по следующей зависимости [4]:

$$Б_{изг} + Б_{пр.с} = \frac{8f\left(T_р + \dfrac{48EI}{5l_{кр}^2}\right)}{l_{кр}^2}, \qquad (6.6)$$

где $T_р$ — расчетное тяговое усилие при протаскивании трубопровода; EI — жесткость при изгибе; $l_{кр}$, f — соответственно протяженность и стрела прогиба криволинейного участка, берутся на основании данных фактического профиля перехода. Остальные параметры определяются аналогично расчету балластировки на болотах (см. гл. 5).

Пример. Определить необходимую пригрузку для подводного перехода газопровода при следующих данных: $D_н \times \delta = 1020 \times 14$ мм; $I = 0{,}56 \cdot 10^6$ см^4; $q_{с.в} = 347{,}3$ кгс/м; $q_{из} = 9{,}9$ кгс/м; $q_{фут} = 66{,}5$ кг/м; $q_{тр} = 347{,}3 + 9.9 + 66{,}5 = 423{,}7$ кгс/м; $\delta_{из} = 0{,}65$ мм; $\delta_{фут} = 25$ мм; $D_{тр} = 1020 + 2 \cdot 0{,}65 + 2 \cdot 25 = 1071{,}3$ мм; $v_{ср} = 0{,}7$ м/с; $\gamma_в = 1100$ кгс/м^3; температура воды 20° С ($\nu = 0{,}01$ сСт); $f_{тр} = 0{,}45$; $T_р = 50 \cdot 10^3$ кгс; $l_{кр} = 150$ м; $f = 2$ м.

Балластировка выполняется в виде сплошного обетонирования методом торкретирования.

По формуле (6.4)

$$\mathrm{Re} = \frac{70 \cdot 107{,}13}{0{,}01} = 7{,}5 \cdot 10^5.$$

Принимаем $c_x = 1$.
По формуле (6.3)

$$Б_г = \frac{1}{0{,}45} \cdot 1 \cdot 1100 \cdot \frac{0{,}7^2}{9{,}81} \cdot 1{,}0713 = 130{,}8 \text{ кгс/м}.$$

По формуле (6.5)

$$Б_в = 0{,}55 \cdot 1100 \frac{0{,}7^2}{9{,}81} 1{,}0713 = 32{,}4 \text{ кгс/м}.$$

По формуле (6.2)

$$q_в = 0{,}8 \cdot 1{,}0713^2 \cdot 1100 = 1010 \text{ кгс/м}.$$

По формуле (6.6)

$$Б_{изг} + Б_{пр.с} = \frac{8 \cdot 200 \left[50 \cdot 10^3 + \frac{48 \cdot 2{,}1 \cdot 10^6 \cdot 0{,}56 \cdot 10^6}{5 \cdot (15\,000)^2} \right]}{(15\,000)^2} =$$

$$= 0{,}712 \text{ кгс/см} = 71{,}2 \text{ кгс/м}.$$

По формуле (6.1) для наиболее неблагоприятного случая — незаполненного продуктом трубопровода ($q_{доп} = 0$) необходимая пригрузка составит

$$Б \geqslant 1{,}1\,(1{,}15 \cdot 1010 + 130{,}8 + 32{,}4 + 71{,}2 - 423{,}7) = 1070 \text{ кгс/м}.$$

§ 23. Расчет подводного трубопровода в строительный период методом протаскивания

При укладке подводных трубопроводов наиболее распространенным способом — протаскиванием его по дну с помощью заранее уложенного троса — необходимо определить тяговое усилие для всех возможных случаев, рассчитать тяговый трос и анкеры, подобрать тяговые средства и определить допустимую скорость движения трубопровода при протаскивании с самозаливом.

Расчетное тяговое усилие [1]

$$T_р \geqslant m_{тяг} T_п, \tag{6.7}$$

где $m_{тяг}$ — коэффициент условий работы тяговых средств ($m_{тяг} = 1{,}1$ — протаскивание лебедкой; $m_{тяг} = 1{,}2$ — протаскивание тягачами); $T_п$ — предельное сопротивление трубопровода на сдвиг, определяемое для следующих расчетных случаев:

при трогании трубопровода с места

$$T_{п.тр} = (q_i \operatorname{tg} \varphi_{гр} + c_{гр} i_г) l_{пл} + E_{нас}, \tag{6.8}$$

где q_i — вес единицы длины снаряженного трубопровода; $l_{пл}$ — длина протаскиваемой плети; $E_{пас}$ — пассивный отпор грунта врезающимся в него неровностям на поверхности трубы (при протаскивании трубопровода с гладкой поверхностью $E_{пас}=0$),

$$E_{пас} = N_г i_г \left[\frac{\gamma_{ест} t_г^2}{2} \operatorname{tg}^2 \left(45° + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2 c_{гр} t_г \operatorname{tg} \left(45° + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \right], \quad (6.9)$$

$N_г$ — число выступающих элементов на поверхности трубы; $i_г$ — длина части окружности трубы, врезающейся в грунт; $t_г$ — толщина выступающих элементов [1]; $\gamma_{ест}$, $\varphi_{гр}$, $c_{гр}$ — соответственно объемный вес в естественном состоянии, угол внутреннего трения и сцепления грунта;

при вынужденных остановках

$$T_п = (q_i \operatorname{tg} \varphi_{гр} + c_{гр} i_г) l_{пл} + E_{пас} + q_{пс} F_{оп}, \quad (6.10)$$

где $q_{пс}$ — сила присоса, для плотных глин и суглинков $q_{пс}=0{,}03$ тс/м², для вязких — $q_{пс}=0{,}06$ тс/м²; $F_{оп}$ — площадь опирания трубопровода на водонасыщенный глинистый грунт, $F_{оп}=i_г l_{пл}$.

В качестве тяговых средств могут использоваться тягачи или мощные тяговые лебедки [1].

Тяговый трос подбирается в зависимости от разрывного усилия [1]

$$R_н = T_р \frac{m_{тс} n_п}{k_{тс} t_{тс}}, \quad (6.11)$$

где $m_{тс}$ — коэффициент условий работы, $m_{тс}=1{,}1$; $n_п$ — коэффициент перегрузки, $n_п=2$ — при протаскивании по грунту, $n_п=1{,}3$ — по специальным дорожкам; $k_{тс}$ — коэффициент однородности троса, $k_{тс}=1$ — новый трос, $k_{тс}=0{,}8$ — трос, имеющий обрывы проволок в пределах установленной нормы; $t_{тс}$ — коэффициент тросового соединения, значения которого равны:

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 расплавленных узлов	0,5
При сжатии троса специальными сжимами	0,7
При наличии простого, двойного или задвижного штыка	0,5

Для обеспечения устойчивости трубопровода при его протаскивании с одновременным заполнением водой скорость протаскивания должна быть соизмеримой со скоростью самозалива.

Максимальная скорость протаскивания

$$v_{max} = 2{,}72 \frac{d_0^2}{D_в^2}, \quad (6.12)$$

где d_0 — диаметр заливочного отверстия; $D_в$ — внутренний диаметр трубопровода.

Пример. Определить необходимое тяговое усилие для протаскивания забалластированного чугунными грузами газопровода и подобрать тяговые средства при следующих исходных данных: $D_н=1220$ мм, $q_i=1788$ кгс/м, $l_{пл}=80$ м, балластировка осуществляется чугунными кольцевыми грузами $Q_{г.ср}=2000$ кгс, размерами $R_1=745$ мм, $R_2=650$ мм, $M=892$ мм, $t_г=95$ мм, $i_г=1000$ мм, $N_г=40$. Характеристика грунта: $\gamma_{ест}=2{,}15$ тс/м^3, $\varphi_{гр}=18°$, $c_{гр}=0{,}1$ тс/м^2, $q_{пс}=0{,}03$ т/м^2.

По формуле (6.9)

$$E_{пас}=40\cdot 1\left[\frac{2{,}15\cdot 0{,}095}{2}\operatorname{tg}^2\left(45°+\frac{18°}{2}\right)+\right.$$

$$\left.+2\cdot 0{,}1\cdot 0{,}095\operatorname{tg}\left(45°+\frac{48°}{2}\right)\right]=1{,}14 \text{ тс}.$$

По формуле (6.10)

$$T_п=(1{,}788\cdot\operatorname{tg}18°+0{,}1\cdot 1)\,80+1{,}14+0{,}03\cdot 1\cdot 80=57{,}94 \text{ тс}.$$

По формуле (6.7)

$$T_р\geqslant 1{,}1\cdot 57{,}94=64{,}2 \text{ тс}.$$

Необходимое тяговое усилие обеспечивает лебедка ЛП-1А, развивающая усилие 72 тс без подвижного блока.

§ 24. Расчеты, связанные с укладкой трубопровода с поверхности воды

В данном способе укладки при заливе внутрь трубопровода воды образуется переходный участок c (рис. 46). Каждое сечение трубопровода последовательно испытывает значительные напряжения от изгиба, при этом для сохранности трубопровода должно выполняться следующее условие прочности:

$$\sigma_{max}=\pm\frac{M^a_{max},\ M^b_{max}}{W}\leqslant 0{,}9R^н_2, \qquad (6.13)$$

где M^a_{max}, M^b_{max} — соответственно максимальные изгибающие моменты для участка a и b; $R^н_2$ — нормативное сопротивление трубной стали, равное пределу текучести.

Выполним геометрический и прочностной расчеты, считая известными следующие величины: $D_п\times\delta$; EI; q_1, q_2, $\omega=q_1+q_2$, $h_в$.

При известном отношении q_1/q_2 по уравнению

$$\frac{q_1}{q_2}=\frac{2-3n+n^3}{3n-2}$$

или из графика (рис. 47) можно найти соотношение между длиной изогнутого участка c и участка, заполненного водой, a; $n=c:a$. Длину заполненного водой участка a определяем по выражению [12]

$$a=\sqrt[4]{\frac{6EIh_{\text{в}}}{(q_1+q_2)(n-0{,}5)^2-0{,}25q_2n^4}}=\sqrt{\frac{2}{n-1}}\sqrt[4]{\frac{6EIh_{\text{в}}}{q_1+q_2}}. \quad (6.14)$$

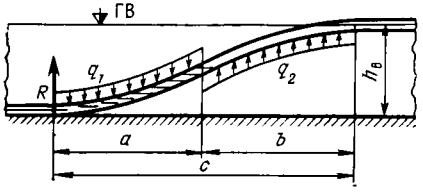


Рис. 46. Расчетная схема переходной кривой

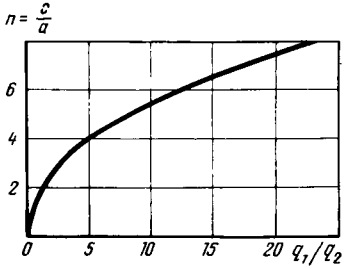


Рис. 47. Зависимость n от q_1/q_2

Тогда $c=na$ и $b=c-a$.

Опорная реакция

$$R=\frac{aq_1(0{,}5a+b)-q_2\frac{b^2}{2}}{c}. \quad (6.15)$$

Максимальный изгибающий момент на участке a

$$M^a_{\max}=\frac{R^2}{2q_1}, \quad (6.16)$$

а для участка b

$$M^b_{\max}=\frac{(q_1+q_2)a^2}{2}-\frac{[R-(q_1+q_2)a]^2}{2q_2}. \quad (6.17)$$

Для облегчения расчетов можно использовать график зависимости коэффициентов ψ_a и ψ_b от $q_1:q_2$ (рис. 48). Максимальные напряжения в трубопроводе на участке a

$$\sigma_a=56{,}125\sqrt{\frac{r_{\text{ср}}}{\delta}}\psi_a\sqrt{h_{\text{в}}}, \quad (6.13)$$

а для участка b

$$\sigma_{\text{в}}=56{,}125\sqrt{\frac{r_{\text{ср}}}{\delta}}\psi_b\sqrt{h_{\text{в}}}, \quad (6.19)$$

здесь $r_{\text{ср}}$ — средний радиус трубы,

$$r_{\text{ср}}=\frac{D_{\text{н}}+D_{\text{в}}}{4}. \quad (6.20)$$

Если условие прочности (6.13) не выполняется, необходимо искусственно изменить отношение $q_1 : q_2$, например использованием утяжеляющих грузов или разгружающих понтонов.

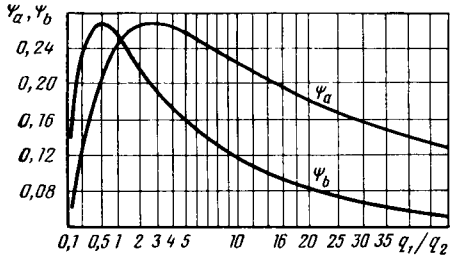


Рис. 48. Зависимость ψ_a, ψ_b от q_1/q_2

Новое значение $\psi_{a,b}$, соответствующее условию прочности, будет

$$\psi_{a,b} = \frac{0{,}9\,R_2^{\text{н}}}{56{,}125\sqrt{\frac{r_{\text{ср}}}{\delta}}\sqrt{h_{\text{в}}}}. \tag{6.21}$$

При укладке с поверхности воды также рассчитывают число оттяжек, удерживающих трубопровод в створе от сноса течением реки.

Расстояние между оттяжками:
при двух пролетах

$$l_{\text{от}} = \sqrt{\frac{8R_2W}{p_i}}; \tag{6.22}$$

при трех пролетах

$$l_{\text{от}} = \sqrt{\frac{9{,}35R_2W}{p_i}}; \tag{6.23}$$

при четырех и большем числе пролетов

$$l_{\text{от}} = \sqrt{\frac{12R_2W}{p_i}}, \tag{6.24}$$

здесь R_2 — расчетное сопротивление трубной стали; p_i — интенсивность воздействия гидродинамического потока на трубопровод,

$$p_i = ch\gamma_{\text{в}}\frac{v^2}{2g}, \tag{6.25}$$

c — коэффициент, зависящий от отношения длины трубопровода $l_{\text{пер}}$ к диаметру, при $l_{\text{пер}}/D_{\text{тр}} > 40$ $c = 1{,}15$; h — проекция смоченной поверхности трубопровода на вертикальную плоскость.

Определив расстояния $l_{\text{от}}$, находим прогиб трубопровода f:
для прибрежных пролетов

$$f = \frac{2{,}5p_il_{\text{от}}^4}{384EI}, \tag{6.26}$$

для русловых пролетов

$$f = \frac{p_il_{\text{от}}^4}{384EI}. \tag{6.27}$$

Величина f должна быть не больше, чем половина ширины дна траншеи.

Пример. Рассчитать параметры укладки трубопровода с поверхности воды при следующих данных: $D_н \times \delta = 1020 \times 14$ мм; $I = 0{,}56 \cdot 10^6$ см^4; $h_в = 20$ м; материал трубы — сталь 14Г2САФ, $\sigma = 0{,}9$ $R^{2н} = 0{,}9 \times 4000 = 3600$ кгс/см^2; $q_1 = 3{,}085$ кгс/см; $q_2 = 4{,}506$ кгс/см; вес воды $\omega = q_1 + q_2 = 3{,}085 + 4{,}506 = 7{,}591$ кгс/см.

При отношении $\frac{q_1}{q_2} = \frac{3{,}085}{4{,}506} = 0{,}68$ по графику на рис. 47 величина $n = \frac{c}{a} = 1{,}81$.

По формуле (6.14)

$$a = \sqrt{\frac{2}{1{,}81 - 1}} \sqrt[4]{\frac{6 \cdot 2{,}1 \cdot 10^6 \cdot 0{,}56 \cdot 10^6 \cdot 2000}{7{,}591}} = 10\,309 \text{ см} = 103{,}09 \text{ м}.$$

Тогда $c = n \cdot a = 1{,}81 \times 103{,}09 = 186{,}6$ м; $b = c - a = 186{,}6 - 103{,}09 = 83{,}51$ м.

Так как отношение $\frac{q_1}{q_2} < 1$, наибольшие напряжения возникнут на участке b.

По формуле (6.20)

$$r_{ср} = \frac{102 + 99{,}2}{4} = 50{,}3 \text{ см}.$$

По графику на рис. 48 $\psi_в = 0{,}26$.

По формуле (6.19)

$$\sigma_b = 56{,}125 \sqrt{\frac{50{,}3}{1{,}4}} \cdot 0{,}26 \cdot \sqrt{2000} = 3911{,}6 \text{ кгс/см}^2.$$

Ввиду того что условие прочности не обеспечивается, т. е. $\sigma_b > 0{,}9\ R_2^в$ ($3911{,}6 > 3600$ кгс/см^2), необходимо уменьшить напряжения изменением соотношения $q_1 : q_2$ в пределах изменения функций ψ_a, ψ_b.

По формуле (6.21)

$$\psi_{a,b} = \frac{0{,}9 \cdot 4000}{56{,}125 \sqrt{\frac{50{,}3}{1{,}4}} \sqrt{2000}} = 0{,}24.$$

Этому значению согласно графику (см. рис. 48) соответствуют два значения $q_1 : q_2$, равные 0,1 и 11, т. е., уменьшить напряжения от изгиба до допустимой величины можно разгрузкой понтонами и балластировкой утяжеляющими грузами. Рассмотрим первый случай — разгрузку трубопровода понтонами грузоподъемностью 3 тс.

Подъемную силу понтонов на 1 м длины найдем из соотношения

$$\frac{q_1'}{q_2'} = \frac{q_1 - q_{пт}}{q_2 + q_{пт}} = 0{,}1,$$

где $q_{пт}$ — подъемная сила понтонов,

$$\frac{308{,}5 - q_{пт}}{450{,}6 + q_{пт}} = 0{,}1, \text{ откуда } q_{пт} = 240 \text{ кгс/м}.$$

Расстояние между устанавливаемыми понтонами

$$l_{пт} = \frac{Q_{пт}}{q_{пт}} = \frac{3000}{240} = 12{,}5 \text{ м}.$$

При втором расчетном случае пригрузку трубопровода выполняем одиночными чугунными грузами весом $Q_{г.ср} = 1100$ кгс, $V_{г.ср} = 0{,}1784$ м³. Вес балласта $Б$ на 1 м трубопровода определяем из соотношения

$$\frac{q_1''}{q_2''} = \frac{q_1 + Б}{q_2 - Б} = \frac{308{,}5 + Б}{450{,}6 - Б} = 11, \text{ откуда } Б = 387 \text{ кгс/м}.$$

Вес балластного чугунного груза под водой

$$Б_{гр} = Q_{г.ср} - \gamma_в V_{г.ср} = 1100 - 1100 \cdot 0{,}1784 = 903{,}76 \text{ кгс}.$$

Расстояние между грузами

$$l_г = \frac{903{,}76}{387} = 2{,}34 \text{ м}.$$

Необходимо отметить, что дополнительная пригрузка увеличивает устойчивость подводных трубопроводов, особенно при их укладке непосредственно по дну водоема или с незначительным заглублением.

§ 25. Расчет надземных переходов без компенсации продольных деформаций

При пересечении трубопроводами мелких рек, балок, оврагов и других естественных препятствий используются надземные балочные переходы, которые в конструктивном отношении могут выполняться одно- или многопролетными, с компенсирующими устройствами и без установки компенсаторов. Наиболее экономичными конструктивными схемами являются одно- и многопролетные (число пролетов не более четырех) надземные балочные переходы без компенсации продольных деформаций, т. е. без установки специальных компенсирующих устройств. Самокомпенсация продольных деформаций от изменения температуры, внутреннего давления, просадок опор и т. д. в таких

системах прокладки обеспечивается за счет дополнительных прогибов трубопровода в вертикальной плоскости и сжатия материала труб [1, 13]. Расчетная схема однопролетного балочного перехода без компенсации продольных деформаций изображена на рис. 49. Порядок расчета балочного перехода следующий.

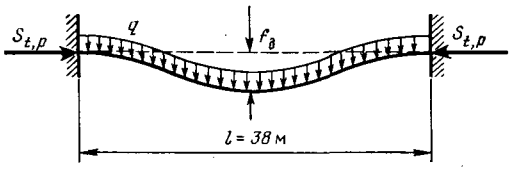


Рис. 49. Расчетная схема однопролетного балочного перехода без компенсации продольных деформаций

1. При известной полной расчетной нагрузке q от действия собственного веса трубопровода, веса транспортируемого продукта и т. д. (см. гл. 3) определяется максимальная величина перекрываемого пролета

$$l = \sqrt{\frac{12W\left(R_2 - \frac{n_p p D_в}{4\delta}\right)}{q}}. \qquad (6.28)$$

2. Прогиб от эксплуатационной нагрузки

$$f_э = \frac{ql^4}{384EI}. \qquad (6.29)$$

3. Эквивалентное продольное осевое усилие для прямолинейного трубопровода при отсутствии компенсации продольных перемещений

$$S_{t,p} = \left(0{,}1\,\frac{n_p p D_в}{\delta} + n_t \alpha_t E \Delta t\right) F. \qquad (6.30)$$

4. Критическое продольное усилие

$$P_{кр} = \frac{\pi^2 EI}{l_0^2}, \qquad (6.31)$$

где l_0 — свободная длина рассчитываемого участка трубопровода, принимается при одном пролете $l_0 = 0{,}6\,l$, при двух и более пролетах $l_0 = 0{,}7\,l$; l — расчетная длина данного пролета.

5. Действительный прогиб

$$f_д = f_э \frac{1}{1 \pm \frac{S_{t,p}}{P_{кр}}}, \qquad (6.32)$$

В формуле (6.32) знак плюс принимается при повышении температуры стенки трубы по сравнению с монтажной, знак минус — при понижении температуры.

6. Изгибающие моменты в опорных сечениях

$$M_{\text{оп}} = \frac{ql^2}{12} + \frac{S_{t,p} f_{\text{д}}}{2}. \tag{6.33}$$

7. Суммарные продольные напряжения

$$\sigma_{\text{пр}} = \frac{M_{\text{оп}}}{W} + \frac{S_{t,p}}{F}. \tag{6.34}$$

8. Проверяем прочность надземного трубопровода в продольном направлении согласно СНиП II-45—75

$$\sigma_{\text{пр}} \leqslant \left[\sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_2}\right)^2} - 0{,}5\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_2} \right] R_2, \tag{6.35}$$

где $\sigma_{\text{кц}}$ — кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления,

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n_p p D_{\text{в}}}{2\delta}. \tag{6.36}$$

Пример. Выполнить проверочный расчет напряженного состояния однопролетного надземного балочного перехода при пересечении трубопроводом размером 1020×14 мм оврага протяженностью $l = 38$ м при следующих исходных данных: $F = 442{,}5$ см²; $W = 10\,980$ см²; $I = 0{,}56 \cdot 10^8$ см⁴; материал труб — сталь 17ГС; $R_2 = 26{,}1$ кгс/мм²; $p = 55$ кгс/см²; $\Delta t = \pm 50°$ С; $q = 560$ кгс/м.

По (6.28)

$$l = \sqrt{\frac{12 \cdot 10\,980 \left(2610 - \frac{1{,}1 \cdot 55 \cdot 99{,}2}{4 \cdot 1{,}4}\right)}{5{,}6}} = 6 \cdot 10^3 \text{ см} = 60 \text{ м}.$$

По (6.30)

$$S_{t,p} = \left(0{,}1\,\frac{1{,}1 \cdot 55 \cdot 99{,}2}{1{,}4} + 1 \cdot 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2{,}1 \cdot 10^6 \cdot 50\right) \cdot 442{,}5 =$$

$$= 745 \cdot 10^3 \text{ кгс} = 745 \text{ тс}.$$

По (6.29)

$$f_{\text{э}} = \frac{5{,}6 \cdot 3800^4}{384 \cdot 2{,}1 \cdot 10^6 \cdot 0{,}56 \cdot 10^6} = 2{,}6 \text{ см}.$$

По (6.31)

$$P_{\text{кр}} = \frac{\pi^2 \cdot 2{,}1 \cdot 10^6 \cdot 0{,}56 \cdot 10^6}{(0{,}6 \cdot 3800)^2} = 224\,010^3 \text{ кгс} = 2240 \text{ тс}.$$

По (6.32)

$$f_д = 2{,}6\frac{1}{1-\frac{745\cdot10^3}{2240\cdot10^3}} = 3{,}9 \text{ см}.$$

По (6.33)

$$M_{оп} = -\frac{5{,}6\cdot3800^2}{12} + \frac{745\cdot10^3\cdot3{,}9}{2} = 81{,}8\cdot10^5 \text{ кгс}\cdot\text{см} = 81{,}8 \text{ тс}\cdot\text{м}.$$

По (6.34)

$$\sigma_{пр} = \frac{81{,}8\cdot10^5}{10\,980} + \frac{745\cdot10^3}{442{,}5} = 2417 \text{ кгс/см}^3.$$

$\sigma_{пр}=2417$ кгс/см^2 $<R_2=2610$ кгс/см^2, следовательно, условие прочности соблюдается.

§ 26. Расчет надземного вантового перехода с компенсаторами

Основным отличием таких схем прокладки от балочных трубопроводов без компенсации деформаций является возможность продольных перемещений труб на опорах. Расчетная схема перехода изображена на рис. 50. Порядок расчета следующий.

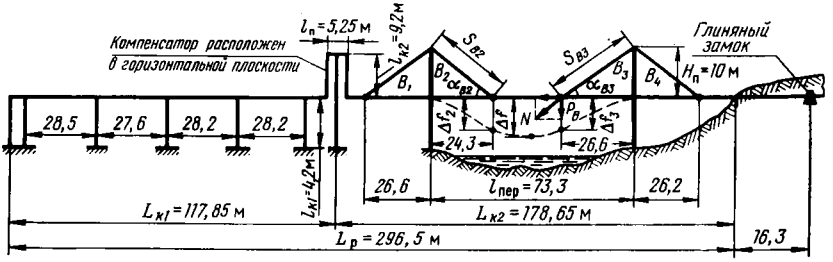


Рис. 50. Расчетная схема вантового перехода с компенсаторами

1. Полное продольное перемещение трубопровода с учетом ползучести грунта

$$u = u_0 + u_1 + u_2, \tag{6.37}$$

где u_0 — продольное перемещение от изменения температуры и внутреннего давления,

$$u_0 = \left(\alpha_t\Delta t + \frac{0{,}1n_p pD_в}{\delta E}\right)L_к; \tag{6.38}$$

$L_к$ — длина компенсируемого участка; u_1 — условно мгновенные перемещения подземного участка,

$$u_1 = \frac{A}{\eta} + \frac{B}{2\eta^2} - \frac{1}{2}\sqrt{\left(\frac{2A}{\eta} + \frac{B}{\eta^2}\right)^2 - \frac{4A^2}{\eta^2}}; \quad (6.39)$$

$$A = P_0 - P_y - \eta\,(u_0 + u_0'); \quad (6.40)$$

$$B = 2EF\pi D_н \tau_{пр}; \quad (6.41)$$

$\tau_{пр}$ — предельные касательные напряжения,

$$\tau_{пр} = (0{,}00035 + 0{,}001596e^{-0{,}0026D_н})\,h_0, \quad (6.42)$$

h_0 — заглубление трубопровода до оси;

$$P_0 = \left(n_t\alpha_t E\Delta t + n_p\frac{0{,}1pD_в}{\delta}\right)F; \quad (6.43)$$

$$P_y = \frac{\tau_{пр}\pi D_н}{\beta} + \eta\,\frac{\tau_{пр}}{k_u} - \eta u_0'; \quad (6.44)$$

$$u_0' = \frac{\tau_{пр}}{k_u}; \quad (6.45)$$

k_u — коэффициент сопротивления грунта при продольном перемещении трубопровода,

$$k_u = 0{,}0146 + 0{,}00468h_0; \quad (6.46)$$

$$\beta = \sqrt{\frac{\pi D_н k_u}{EF}}; \quad (6.47)$$

$$\eta = \frac{3EI}{l_к^3}; \quad (6.48)$$

$l_к$ — вылет компенсатора; u_2 — ползучие перемещения трубопровода, определяемые с учетом реологических свойств грунта,

$$u_2 = k_1(\tau_{пр} - \tau_1)^{n_1} + k_2(\tau_{пр} - \tau_2)^{n_2}, \quad (6.49)$$

k_1, k_2, n_1, n_2 — коэффициенты, обусловленные физико-механическими характеристиками грунта.

2. Компенсирующая способность Г-образного компенсатора с учетом его предварительной растяжки на половину продольной деформации (СНиП II-45—75)

$$\Delta_г = \frac{1.34\sigma_к l_к^2}{ED_н}, \quad (6.50)$$

где $\sigma_к$ — расчетные продольные напряжения в компенсаторе от изменения длины трубопровода под действием внутреннего давления продукта и от изменения температуры стенок труб,

$$\sigma_к = R_2 - 0{,}5\sigma_{кц} = R_2 - 0{,}5\frac{n_p pD_в}{2\delta}; \quad (6.51)$$

R_2 — расчетное сопротивление трубной стали.

3. Компенсирующая способность П-образного компенсатора с учетом его предварительной растяжки на половину продольной деформации

$$\Delta_{\text{п}} = 4\sigma_{\text{к}} \frac{A'}{ED_{\text{н}} l_{\text{к}} m_{\text{к}}}; \tag{6.52}$$

$$A' = \frac{1}{K_{\text{ж}}} (\pi\rho_{\text{к}} l_{\text{к}}^2 - 2{,}28\rho_{\text{к}}^2 l_{\text{к}} + 1{,}4\rho_{\text{к}}^3) + 0{,}67 l_{\text{к}}^3 + \\ + l_{\text{п}} l_{\text{к}}^2 - 4\rho_{\text{к}} l_{\text{к}}^2 + 2\rho_{\text{к}}^2 l_{\text{к}} - 1{,}33\rho_{\text{к}}^3, \tag{6.53}$$

где $\rho_{\text{к}}$ — радиус изгиба оси отвода; $l_{\text{п}}$ — ширина полки компенсатора; $K_{\text{ж}}$ — коэффициент уменьшения жесткости компенсатора,

$$K_{\text{ж}} = \frac{\lambda_{\text{к}}}{1{,}65}; \tag{6.54}$$

$m_{\text{к}}$ — коэффициент увеличения напряжений в компенсаторе,

$$m_{\text{к}} = \frac{0{,}9}{\lambda_{\text{к}}^{2/3}}; \tag{6.55}$$

$\lambda_{\text{к}}$ — гибкость компенсатора,

$$\lambda_{\text{к}} = \frac{\delta\rho_{\text{к}}}{r_{\text{с}}^2}; \tag{6.56}$$

δ — толщина стенки отвода; $r_{\text{с}}$ — средний радиус трубы.

4. Распор компенсатора

$$H_{\text{к}} = \frac{\sigma_{\text{к}} W}{2l_{\text{к}}}. \tag{6.57}$$

5. Деформация сжатия

$$\Delta_{\text{сж}} = \frac{H_{\text{к}} L_{\text{р}}}{EF}, \tag{6.58}$$

где $L_{\text{р}}$ — расчетная длина перехода.

6. Полное возможное продольное перемещение

$$\Delta = \Delta_{\text{г}} + \Delta_{\text{п}} + \Delta_{\text{сж}}. \tag{6.59}$$

В случае, если $u > \Delta$, оставшуюся часть продольного перемещения, равную $\Delta_0 = u - \Delta$, можно скомпенсировать за счет прогиба трубопровода в вертикальной плоскости, при этом величина прогиба будет

$$\Delta f = \sqrt{\frac{4\Delta_0 l_{\text{пер}}}{\pi^2}}, \tag{6.60}$$

где $l_{\text{пер}}$ — длина перехода между опорами.

Пример. Выполнить проверочный расчет напряженно-деформируемого состояния вантового перехода с Г- и П-образными компенсаторами (см. рис. 50). Исходные данные: $D_н \times \delta = 529 \times 8$ мм; $F = 131$ см^2; $W = 1678$ см^3; $I = 44\,370$ см^4; $\Delta t = \pm 50°$ С; $p = 60{,}5$ кгс/см^2; $h_0 = 127{,}2$ см; материал трубы — сталь 17ГС; $R_2 = 2280$ кгс/см^2. Переход относится к III району по скоростному напору ветра и снеговому покрову и ко II району по гололедности, полная расчетная нагрузка $q = 191{,}8$ кгс/м.

Характеристики грунта.

По (6.42)

$$\tau_{пр} = (0{,}00035 + 0{,}001596e^{-0{,}0026 \cdot 54{,}5})\,127{,}2 = 0{,}3 \text{ кгс/см}^2,$$

с учетом влажности грунта $\tau_{пр} = 0{,}2$ кгс/см^2.

По (6.46)

$$k_u = 0{,}0146 + 0{,}0468 \cdot 127{,}2 = 0{,}612 \text{ кгс/см}^3.$$

Порядок расчета следующий.

Левый участок перехода.

По (6.45)

$$u_0' = \frac{0{,}2}{0{,}612} = 0{,}327 \text{ см}.$$

По (6.43)

$$P_0 = \left(1 \cdot 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2{,}1 \cdot 10^6 \cdot 50 + 1{,}1\,\frac{0{,}1 \cdot 60{,}5 \cdot 51{,}3}{0{,}8}\right) 131 =$$

$$= 221 \cdot 10^3 \text{ кгс} = 221 \text{ тс}.$$

По (6.47)

$$\beta = \sqrt{\frac{\pi \cdot 54{,}5 \cdot 0{,}612}{2{,}1 \cdot 10^6 \cdot 131}} = 0{,}616 \cdot 10^{-3} \text{ 1/см}.$$

По (6.48)

$$\eta = \frac{3 \cdot 2{,}1 \cdot 10^6 \cdot 44\,370}{420^3} = 3{,}8 \cdot 10^3 \text{ кгс/см}.$$

По (6.38)

$$u_0 = \left(12 \cdot 10^{-6} \cdot 50 + 0{,}1\,\frac{1{,}1 \cdot 60{,}5 \cdot 51{,}3}{0{,}8 \cdot 2{,}1 \cdot 10^6}\right) 11\,785 = 9{,}45 \text{ см}.$$

По (6.44)

$$P_y = \frac{0{,}2 \cdot \pi \cdot 54{,}5}{0{,}616 \cdot 10^{-3}} + 3{,}8 \cdot 10^3 \frac{0{,}2}{0{,}612} + 3{,}8 \cdot 10^3 \cdot 9{,}45 = 92{,}74 \cdot 10^3 \text{ кгс}.$$

По (6.40)

$$A = 221 \cdot 10^3 - 92{,}74 \cdot 10^3 - 3{,}8 \cdot 10^3 (0{,}327 + 9{,}45) = 91{,}11 \cdot 10^3 \text{ кгс}.$$

По (6.41)

$$B = 2 \cdot 2{,}1 \cdot 10^6 \cdot 131 \cdot \pi \cdot 54{,}5 \cdot 0{,}2 = 1{,}883 \cdot 10^{10} \text{ кгс/см}^2.$$

По (6.39)

$$u_1 = \frac{91{,}11 \cdot 10^3}{3{,}8 \cdot 10^3} + \frac{1{,}883 \cdot 10^{10}}{2\,(3{,}8 \cdot 10^3)^2} -$$

$$- \frac{1}{2} \sqrt{\left[\frac{2 \cdot 91{,}11 \cdot 10^3}{3{,}8 \cdot 10^3} + \frac{1{,}833 \cdot 10^{10}}{(3{,}8 \cdot 10^3)^2}\right]^2 - \frac{4\,(91{,}11 \cdot 10^3)^2}{(3{,}8 \cdot 10^3)^2}} = 14{,}27 \text{ см}.$$

Правый участок перехода.

По (6.48)

$$\eta = \frac{3 \cdot 2{,}1 \cdot 10^6 \cdot 44\,370}{920^3} = 0{,}36 \cdot 10^3 \text{ кгс/см}.$$

По (6.38)

$$u_0' = \left(12 \cdot 10^{-6} \cdot 50 + 0{,}1\,\frac{1{,}1 \cdot 60{,}5 \cdot 51{,}3}{0{,}8 \cdot 2{,}1 \cdot 10^6}\right) 17\,865 = 13{,}9 \text{ см}.$$

По (6.44)

$$P_y = \frac{0{,}2 \cdot \pi \cdot 54{,}5}{0{,}616 \cdot 10^{-3}} + 0{,}36 \cdot 10^3 \frac{0{,}2}{0{,}612} + 0{,}36 \cdot 10^3 \cdot 13{,}9 = 60{,}72 \cdot 10^3 \text{ кгс}.$$

По (6.40)

$$A = 221 \cdot 10^3 - 60{,}72 \cdot 10^3 - 0{,}36 \cdot 10^3\,(0{,}327 + 13{,}9) = 155{,}16 \cdot 10^3 \text{ кгс}.$$

По (6.41)

$$B = 1{,}883 \cdot 10^{10} \text{ кгс/см}^2.$$

$$u_1 = \frac{155{,}16 \cdot 10^3}{0{,}36 \cdot 10^3} + \frac{1{,}883 \cdot 10^{10}}{2\,(0{,}36 \cdot 10^3)^2} -$$

$$- \frac{1}{2} \sqrt{\frac{2 \cdot 155{,}16 \cdot 10^3}{0{,}36 \cdot 10^3} + \frac{1{,}883 \cdot 10^{10}}{2\,(0{,}36 \cdot 10^3)^2} - \frac{4\,(155{,}16 \cdot 10^3)^2}{(0{,}36 \cdot 10^3)^2}} = 1{,}27 \text{ см}.$$

Определим ползучие перемещения u_2.

Для песчаных грунтов при $\tau_{пр} = 0{,}0653$ кгс/см^2 $\tau_1 = 0{,}026$ кгс/см^2; $\tau_2 = 0{,}035$ кгс/см^2, что составляет соответственно 40% и 53,5% от величины $\tau_{пр}$. Для рассматриваемого случая при $\tau_{пр} = 0{,}2$ кгс/см^2 $\tau_1 = 0{,}08$ кгс/см^2; $\tau_2 = 0{,}107$ кгс/см^2; $k_1 = 5{,}154$; $n_1 = 1{,}488$; $k_2 = 0{,}001$; $n_2 = 1{,}535$.

По (6.49)

$$u_2 = 5{,}154\,(-0{,}08 + 0{,}2)^{1{,}488} + 1000 \cdot 0{,}001\,(-0{,}107 + 0{,}2)^{1{,}535} =$$
$$= 5{,}154 \cdot 0{,}12^{1{,}488} + 0{,}093^{1{,}535} = 0{,}27 \text{ см},$$

что составляет $0{,}27/0{,}327 \cdot 100 = 82{,}5\%$ от величины u_0.

Таким образом, при предельных касательных напряжениях $\tau_{пр} = 0{,}2$ кгс/см^2 полное суммарное продольное перемещение трубопровода составит

$$u = 2\,(0{,}327 + 0{,}27) + 14{,}27 + 1{,}27 + 9{,}45 + 13{,}9 = 40{,}1 \text{ см}.$$

Выполнив аналогичный расчет при $\tau_{пр}=0{,}1$ кгс/см^2, получим

$$u = 2(0{,}1634 + 0{,}1348) + 17{,}64 + 3{,}71 + 9{,}45 + 13{,}9 = 45{,}3 \text{ см}.$$

Определим, какие элементы перехода могут воспринять это продольное перемещение.

По (6.51)

$$\sigma_к = R_2 - 0{,}5\sigma_{кц} = 22{,}8 - 0{,}5\frac{1{,}1\cdot 60{,}5\cdot 51{,}3}{2\cdot 0{,}8} = 12{,}15 \text{ кгс/мм}^2.$$

По (6.50)

$$\Delta_г = \frac{1{,}34\cdot 1215\cdot 420^2}{2{,}1\cdot 10^6\cdot 52{,}9} = 2{,}59 \text{ см}.$$

Промежуточный П-образный компенсатор

Для трубопровода 529×8 мм $m_к=5{,}8$; $K_ж=0{,}038$, $\rho_к$ — радиус изгиба оси отвода, $\rho_к=D_н=52{,}9$ см; $l_к$ — вылет компенсатора, $l_к=920$ см; $l_п$ — ширина полки компенсатора, $l_п=525$ см.

Подставив значения, получим по (6.53)

$$A' = \frac{1}{0{,}038}(\pi\cdot 52{,}9\cdot 920^2 - 2{,}28\cdot 52{,}9^2\cdot 920 + 1{,}4\cdot 52{,}9^3) + 0{,}67\cdot 920^3 +$$

$$+ 525\cdot 920^2 - 4\cdot 52{,}9\cdot 920^2 + 2\cdot 52{,}9^2\cdot 920 - 1{,}33\cdot 52{,}9^3 = 0{,}433\cdot 10^{10} \text{ см}^3;$$

$$\Delta_п = 4\cdot 1215\frac{0{,}433\cdot 10^{10}}{2{,}1\cdot 10^6\cdot 52{,}9\cdot 920\cdot 5{,}8} = 35{,}53 \text{ см}.$$

Сжатие материала распором компенсатора

По (6.57)

$$H_к = \frac{1215\cdot 1678}{2\cdot 920} = 1108 \text{ кгс}.$$

По (6.58)

$$\Delta_{сж} = \frac{1108\cdot 29\,650}{2{,}1\cdot 10^6\cdot 131} = 0{,}12 \text{ см}.$$

Полное возможное продольное перемещение согласно (6.59)

$$\Delta = 2{,}59 + 35{,}53 + 0{,}12 = 38{,}24 \text{ см}.$$

Таким образом, суммарное продольное перемещение трубопровода $u=40{,}1$ см полностью не компенсируется за счет установки П- и Г-образных компенсаторов и сжатия материала труб величиной распора компенсатора. Следовательно, оставшаяся часть перемещения

$$\Delta_0 = u - \Delta = 40{,}1 - 38{,}24 = 1{,}86 \text{ см}$$

будет скомпенсирована за счет прогиба трубопровода в вертикальной плоскости.

По (6.60)

$$\Delta f = \sqrt{\frac{4 \cdot 1{,}86 \cdot 7730}{\pi^2}} = 76{,}4 \text{ см}.$$

При этом $\Delta f_2 = 60{,}7$ см; $\Delta f_3 = 67{,}7$ см.

Выполним проверку поперечного сечения вант при расчетной нагрузке $q = 191{,}6$ кгс/м. Вертикальное усилие, передающееся на ванту,

$$P_в = q \frac{l_л + l_п}{2} = 191{,}8 \frac{26{,}2 + 26{,}6}{2} = 5080 \text{ кгс}.$$

Усилие в ванте

$$N_в = \frac{P_в \cdot S_в}{\sin \alpha_в} = \frac{5080 \cdot 28{,}4}{10} = 14500 \text{ кгс} = 14{,}5 \text{ тс},$$

где длина ванты

$$S_в = \sqrt{26{,}6^2 + 10^2} = 28{,}4 \text{ м}.$$

Данному усилию отвечает несущий канат диаметром 15 мм.

Определим величины допускаемых пролетов из условия прочности.

Величина среднего пролета

$$l_{ср} = \sqrt{\frac{12W(R_2 - 0{,}5\sigma_{кц})}{q}} =$$

$$= \sqrt{\frac{12 \cdot 1678 (2280 - 0{,}5 \cdot 2130)}{1{,}92}} = 35{,}6 \cdot 10^2 \text{ см} = 35{,}6 \text{ м};$$

$$l_{кр} = 0{,}82 l_{ср} = 0{,}82 \cdot 35{,}6 = 29{,}2 \text{ м}$$

Для установки трубопровода в проектное положение необходимо укоротить ванты B_2 на

$$\Delta S_{B_2} = \Delta f_2 \frac{H_п}{S_{B_2}} = 60{,}6 \frac{10}{\sqrt{24{,}3^2 + 10^2}} = 23{,}06 \text{ см},$$

ванты B_3 на

$$\Delta S_{B_3} = \Delta f_3 \frac{H_п}{S_{B_3}} = 67{,}7 \frac{10}{\sqrt{26{,}6^2 + 10^2}} = 23{,}82 \text{ см}.$$

§ 27. Расчет надземных трубопроводов, прокладываемых по самокомпенсирующим контурам

Наряду с использованием специальных компенсаторов продольные перемещения от изменения температуры, внутреннего давления могут компенсироваться прокладкой трубопровода по

различным самокомпенсирующим контурам. Такие конструктивные схемы могут применяться на участках с вечномерзлыми, скальными и сильно переувлажненными грунтами, а также в районах горных выработок и оползней.

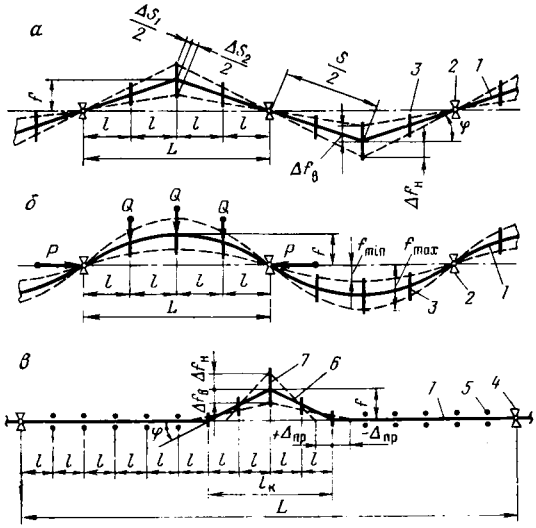


Рис. 51. Расчетные схемы надземных трубопроводов в виде самокомпенсирующих контуров:
а — зигзагообразный трубопровод в виде змейки; *б* — упругоискривленный трубопровод; *в* — трубопровод со слабоизогнутыми участками; *1* — трубопровод; *2* — шарнирная опора; *3* — промежуточная подвесная или скользящая опора; *4* — неподвижная опора; *5* — продольно-подвижная опора; *6* — слабоизогнутый участок (компенсатор); *7* — свободно-подвижная опора

Расчетная схема зигзагообразного трубопровода в виде змейки изображена на рис. 51, *а*. Компенсация продольных перемещений осуществляется за счет изменения в плане начального положения трубопровода.

Порядок расчета следующий.

1. По формуле (6.28) определяется величина пролета l.
2. Задаются расстояния между неподвижными опорами

$$L = (4 \div 8)\, l. \tag{6.61}$$

3. Начальная стрелка змейки

$$f = \frac{L}{2} \operatorname{tg} \varphi, \tag{6.62}$$

где φ — угол изменения направления контура в плане, необходимый для пропуска очистных устройств и разделителей.

4. Длина трубопровода между неподвижными опорами

$$S = \sqrt{L^2 + 4f^2}. \tag{6.63}$$

5. Удлинение трубопровода от изменения температуры и внутреннего давления

$$\Delta S_1 = \left(\alpha_t \Delta t_1 + \frac{0{,}2\sigma_{кц}}{E}\right) S, \tag{6.64}$$

где $\Delta t_1 = t_{max} - t_м$; t_{max} — максимальная температура стенки трубы; $t_м$ — температура монтажа; $\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения от внутреннего давления [формула (6.36)].

6. Укорочение трубопровода при понижении температуры

$$\Delta S_2 = \alpha_t S \Delta t_2, \tag{6.65}$$

где $\Delta t_2 = t_м - t_{min}$, t_{min} — минимальная температура стенки трубы.

7. Увеличение начальной стрелки змейки

$$\Delta f_н = \sqrt{\left(\frac{S + \Delta S_1}{2}\right)^2 - (0{,}5L)^2} - f. \tag{6.66}$$

8. Уменьшение начальной стрелки змейки

$$\Delta f_в = f - \sqrt{\left(\frac{S - \Delta S_2}{2}\right)^2 - (0{,}5L)^2}. \tag{6.67}$$

9. Максимальные напряжения в криволинейной части трубопровода

$$\sigma_м = \frac{3\cos\varphi l\,(\alpha_t \Delta t E + 0{,}2\sigma_{кц})}{f}\left(\frac{1}{W} - \frac{1}{fF}\right) + \\ + \frac{0{,}0833 q_в l^2}{W} + 0{,}5\sigma_{кц} \leqslant R_2, \tag{6.68}$$

где $q_в$ — расчетная ветровая нагрузка.

Расчетная схема упругоискривленного трубопровода изображена на рис. 51, *б*. Компенсация продольных перемещений достигается за счет изменения начального положения трубопровода, уложенного в виде синусоиды. Порядок расчета следующий.

1. По формуле (6.28) определяется величина пролета l между скользящими опорами.

2. Расстояние между шарнирными опорами

$$L = \frac{A\sqrt{\alpha_t \Delta t}}{\pi} + \sqrt{\frac{A^2 \alpha_t \Delta t}{\pi^2} + A\frac{W}{F}}, \tag{6.69}$$

где

$$A = \frac{\pi^2 EI}{0{,}9 R_2^н W}.$$

3. Стрелка прогиба в момент замыкания стыков трубопровода

$$f_0 = \frac{2L}{\pi}\sqrt{\alpha_t \Delta t_1}, \tag{6.70}$$

где Δt_1 — температурный перепад, равный

$$\Delta t_1 = t_0 - t_{\min} + \Delta t_{\min},$$

t_0 — температура монтажа; $t_{\min}$ — минимально возможная расчетная температура; $\Delta t_{\min}$ — температурный перепад, определяющий запас компенсационной способности.

4. Минимальная стрелка прогиба

$$f_{\min} = \frac{2L}{\pi}\sqrt{\alpha_t \Delta t_{\min}}. \tag{6.71}$$

5. Максимальная стрелка прогиба

$$f'_{\max} = \sqrt{f_0^2 + 4\frac{L^2 \alpha_t \Delta t_2}{\pi^2}}, \tag{6.72}$$

где Δt_2 — температурный перепад,

$$\Delta t_2 = t_{\max} - t_0,$$

$t_{\max}$ — максимально возможная расчетная температура.

6. Продольное сжимающее усилие

$$P = \frac{\pi^2 EI}{L^2} + \frac{4QL\Sigma \sin\frac{\pi x}{L}}{\pi^2 (f_{\max} + f_0)}, \tag{6.73}$$

где Q — сила трения на скользящей опоре,

$$Q = qlf_{\text{тр}},$$

q — расчетный вес 1 м длины трубопровода; $f_{\text{тр}}$ — коэффициент трения на опорах.

7. Увеличение стрелки прогиба от действия внутреннего давления

$$\Delta f_{\text{р}} = \sqrt{\frac{0{,}4 n_p p D_{\text{в}} L (L + \alpha_t L \Delta t)}{\pi^2 E \delta} + (f'_{\max})^2} - f'_{\max}. \tag{6.74}$$

8. Максимальная стрелка с учетом температуры и внутреннего давления

$$f_{\max} = f'_{\max} + \Delta f_p. \tag{6.75}$$

9. Проверяется условие прочности

$$\sigma_{\text{и}} + \sigma_{\text{сж}} + \sigma_{\text{пр}} \leqslant 0{,}9R_2^{\text{н}}, \tag{6.76}$$

где $\sigma_и$ — напряжения от изгиба труб в горизонтальной плоскости; $\sigma_{сж}$ — сжимающие напряжения от действия силы P; $\sigma_{пр}$ — продольные напряжения от внутреннего давления.

Расчетная схема трубопровода со слабоизогнутыми участками изображена на рис. 51, *в*. Компенсирующая способность участка L обеспечивается сжатием участка $l_к$, называемого слабоизогнутым.

Порядок расчета следующий.

1. По формуле (6.28) определяется величина пролета l между продольно-подвижными опорами.

2. Длина слабоизогнутого участка

$$l_к = (4 \div 6)\, l. \tag{6.77}$$

3. Начальная стрелка прогиба слабоизогнутого участка

$$f = 0{,}5 l_к \operatorname{tg} \varphi, \tag{6.78}$$

где φ — угол изменения направления слабоизогнутого участка в плане, $\varphi = 12 \div 15°$.

4. Расстояние между неподвижными опорами

$$L = \frac{l_к f \left[R_2 - \dfrac{0{,}0833 q_в l^2}{W} - n_p p \left(\dfrac{D_н}{4\delta} - 0{,}5 \right) \right]}{6 \cos \varphi \cdot l \left[\alpha_t E \Delta t + n_p p \left(\dfrac{D_к}{10\delta} - 0{,}2 \right) \right] \left(\dfrac{1}{W} - \dfrac{2}{fF} \right)}, \tag{6.79}$$

где Δt — расчетный перепад температур, определяемый как сумма наибольшей в процессе эксплуатации температуры на данном участке плюс 10° С [13]; $q_в$ — расчетная ветровая нагрузка на трубопровод.

5. Увеличение длины трубопровода против воздушной прямой за счет слабоизогнутых участков

$$\Delta L = \frac{l_к - l_к \cos \varphi}{L \cos \varphi}. \tag{6.80}$$

6. Отклонение вершины слабоизогнутого участка в наружную сторону

$$\Delta f_н = \frac{L \left[\alpha_t \Delta t + \dfrac{n_p p}{E} \left(\dfrac{D_н}{10\delta} - 0{,}2 \right) \right]}{\sin 2\varphi}. \tag{6.81}$$

7. Отклонение вершины слабоизогнутого участка во внутреннюю сторону

$$\Delta f_в = \frac{L \alpha_t \Delta t}{\sin 2\varphi}. \tag{6.82}$$

8. Максимальное смещение вдоль оси прямолинейной части трубопровода на опоре, примыкающей к слабоизогнутому участку,

$$\Delta_{\text{пр}} = \left(\frac{L - l_{\text{к}}}{2}\right)\left[\alpha_t \Delta t + \frac{n_p p}{E}\left(\frac{D_{\text{н}}}{10\delta} - 0{,}2\right)\right]. \qquad (6.83)$$

9. Критическая скорость ветра

$$v_{\text{кр}} = \frac{17{,}8 D_{\text{н}}}{l^2}\sqrt{\frac{EI}{m}}, \qquad (6.84)$$

где m — масса 1 см трубопровода, $m = 0{,}001\ q$.

10. Суммарные напряжения в горизонтальной плоскости в расчетном сечении компенсационного участка от изменения температуры и внутреннего давления

$$\sigma_{\text{гор}} = \frac{6\cos\varphi IL\left[\alpha_t \Delta t E + n_p p\left(\frac{D_{\text{н}}}{10\delta} - 0{,}2\right)\right]\left(\frac{1}{W} - \frac{2}{fF}\right)}{l_{\text{к}} f} + \\ + \frac{0{,}0833 q_{\text{в}} l^2}{W} + n_p p\left(\frac{D_{\text{н}}}{4\delta} - 0{,}5\right) \leqslant R_2. \qquad (6.85)$$

Пример. Выполнить геометрический и прочностной расчет надземной прокладки трубопровода со слабоизогнутыми участками при следующих данных: $D_{\text{н}} \times \delta = 1220 \times 15$ мм; $F = 567{,}8$ см^2; $W = 16\,899$ см^3; $I = 1\,030\,810$ см^4; $q = 2013$ кгс/м; $p = 64$ кгс/см^2; $\Delta t = 40°$ С, $q_{\text{в}} = 32{,}8$ кгс/м; $\varphi = 12°$; материал трубы — сталь 14Г2САФ; $R_2 = 2480$ кгс/см^2. Порядок расчета следующий.

По (6.28)

$$l = \sqrt{\frac{12 \times 16\,899\left(2480 - \frac{1{,}15 \cdot 64 \cdot 119}{4 \cdot 1{,}5}\right)}{20{,}13}} = 3520 \text{ см} = 35{,}2 \text{ м}.$$

Принимаем $l = 36$ м.

По (6.77)

$$l_{\text{к}} = 4 \cdot 36 = 144 \text{м}.$$

По (6.78)

$$f = 0{,}5 \cdot 144 \cdot \operatorname{tg} 12° = 14{,}5 \text{ м}.$$

По (6.79)

$$L = \frac{14\,400 \cdot 1450\left[2480 - \frac{0{,}0833 \cdot 0{,}328 \cdot 3600^2}{16\,899} - \right.}{6 \cdot \cos 12° \cdot 1\,030\,810\left[12 \cdot 10^{-6} \cdot 40 \cdot 2{,}1 \cdot 10^6 + \right.} \rightarrow$$

$$\leftarrow \frac{\left. - 1{,}15 \cdot 64\left(\frac{122}{4 \cdot 1{,}5} - 0{,}5\right)\right]}{\left. + 1{,}15 \cdot 64\left(\frac{122}{10 \cdot 1{,}5} - 0{,}2\right)\right]\left(\frac{1}{16\,899} - \frac{2}{1450 \cdot 567{,}8}\right)} =$$

$$= 68\,500 \text{ см} = 685 \text{ м}.$$

Число пролетов между неподвижными опорами должно быть четным, принимаем $L=720$ м.

По (6.80)

$$\Delta L = \frac{144 - 144\cos 12^\circ}{720\cos 12^\circ} = 0{,}3\,\%.$$

По (6.81)

$$\Delta f_{\text{н}} = \frac{72\,000\left[12\cdot 10^{-6}\cdot 40 + \dfrac{1{,}15\cdot 64}{2{,}1\cdot 10^{6}}\left(\dfrac{122}{10\cdot 1{,}5} - 0{,}2\right)\right]}{\sin 24^\circ} = 136 \text{ см}.$$

По (6.82)

$$\Delta f_{\text{в}} = \frac{72\,000\cdot 12\cdot 10^{-6}\cdot 40}{\sin 24^\circ} = 84{,}5 \text{ см}.$$

По (6.83)

$$\Delta_{\text{пр}} = \frac{72\,000 - 14\,400}{2}\left[12\cdot 10^{-6}\cdot 40 + \frac{1{,}15\cdot 64}{2{,}1\cdot 10^{6}} \times \right.$$
$$\left. \times \left(\frac{122}{10\cdot 1{,}5} - 0{,}2\right)\right] = 19{,}2 \text{ см}.$$

По (6.84)

$$v_{\text{кр}} = \frac{17{,}8\cdot 122}{3600^2}\sqrt{\frac{2{,}1\cdot 10^{6}\cdot 1\,030\,810}{0{,}001\cdot 20{,}13}} = 236 \text{ см/с} = 2{,}36 \text{ м/с}.$$

По (6.85)

$$\sigma_{\text{гор}} = \frac{6\cdot\cos 12^\circ\cdot 1\,030\,810\cdot 72\,000\left[12\cdot 10^{-6}\cdot 40\cdot 2{,}1\cdot 10^{6} + 1{,}5\cdot 64 \times \right.}{14\,400\cdot 1450}$$
$$\left. \times \left(\frac{122}{10\cdot 1{,}5} - 0{,}2\right)\right]\left(\frac{1}{16\,899} - \frac{2}{1450\cdot 567{,}8}\right) +$$
$$+ \frac{0{,}0833\cdot 0{,}328\cdot 3600^2}{16\,899} + 1{,}15\cdot 64\left(\frac{122}{4\cdot 1{,}5} - 0{,}5\right) = 1425 \text{ кгс/см}^2,$$

$\sigma_{\text{гор}}=1425$ кгс/см^2 $<R_2=2480$ кгс/см^2, следовательно, условие прочности обеспечивается.

§ 28. Расчет гибкого висячего перехода

При пересечении трубопроводом горных рек, ущелий, рек с сильно блуждающим руслом, реже — при пересечении дорог широко используются висячие системы. Примером может служить самый крупный в мире висячий газопроводный переход пролетом 660 м через р. Амударью.

Расчетная схема гибкого висячего перехода изображена на рис. 52. Расчет подвесного трубопровода включает расчет несу-

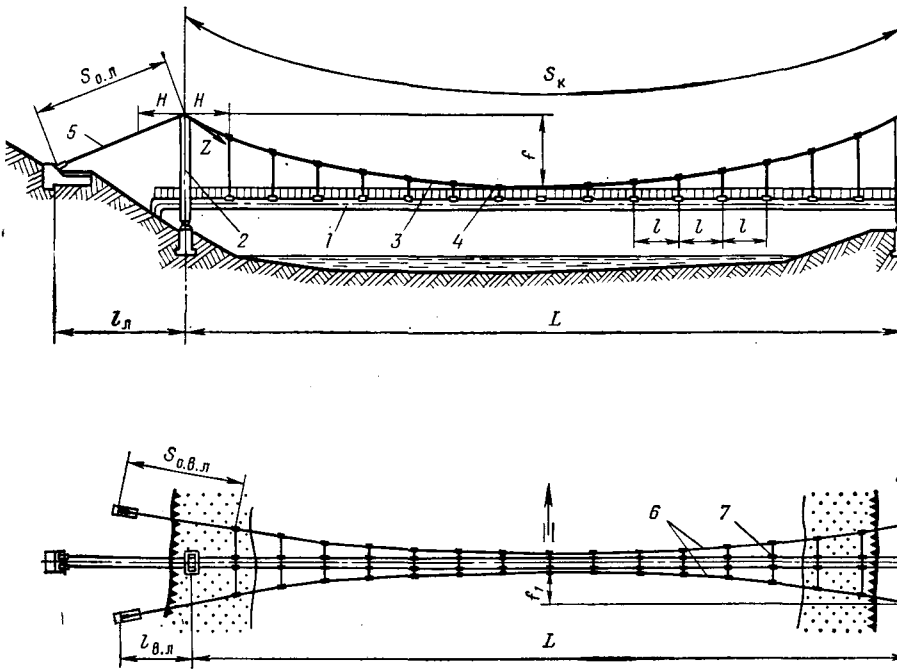


Рис. 52. Расчетная схема гибкого висячего надземного пе

щего и ветрового канатов, подвесок и ветровых оттяжек, пилона и анкерных опор [1, 13].

Расчет несущего каната

Порядок расчета несущего каната следующий.

1. При известной величине пролета L задаемся стрелой провисания f. Обычно f несущих канатов назначают при пролетах до 100 м в пределах $1/8 \div 1/10$ пролета, при пролетах более 100 м — $1/10 \div 1/12$ пролета. Под действием равномерно распределенной нагрузки по длине пролета перехода очертание канатов получается близким к параболическому:

при разновысотных пилонах

$$y = \frac{hx}{L} + \frac{4fx}{L} - \frac{4fx}{L^2}, \tag{6.86}$$

где h — разница в высоте пилонов;

при равновысотных пилонах

$$y = \frac{4fx(L-x)}{L^2}. \tag{6.87}$$

2. Длина каната между пилонами

$$S_к = L\left[1 + \frac{8}{3}\left(\frac{f}{L}\right)^2\right]. \tag{6.88}$$

3. Угол наклона тросовой оттяжки

$$\cos\varphi_0 = \frac{L}{\sqrt{16f^2 + L^2}}. \tag{6.89}$$

4. Расстояние между пилоном и анкерной опорой

$$l = \frac{h_п}{\operatorname{tg}\varphi_0}, \tag{6.90}$$

где $h_п$ — высота пилона.

5. Длина тросовой оттяжки

$$S_0 = \frac{l}{\cos\varphi_0}. \tag{6.91}$$

6. Полная длина каната:

при симметричной схеме

$$S = S_к + 2S_0, \tag{6.92}$$

при несимметричной схеме

$$S = S_к + S_{оп} + S_{ол}. \tag{6.93}$$

7. Горизонтальная составляющая натяжения каната

$$H_0 = \frac{q_0 L^2}{8f}, \tag{6.94}$$

где q_0 — расчетная нагрузка в пролете при монтаже (вес единицы длины каната и подвесок, трубопровода, пешеходного мостика, снеговая нагрузка и обледенение).

Для предварительных расчетов вес подвесной системы (несущие и ветровые канаты, подвески и тросовые оттяжки) можно принять равным 0,15÷0,25 от веса трубопровода.

8. Распор после дополнительной загрузки каната от q_0 до $q=q_0+q_{пр}$ ($q_{пр}$ — вес транспортируемого продукта)

$$H_1^3+\left[\frac{E_к F_к q_0^2 L^2}{24H_0^2}-H_0\right]H_1^2=\frac{E_к F_к q^2 L^2}{24}, \qquad (6.95)$$

где $E_к$, $F_к$ — соответственно модуль упругости и площадь сечения каната (нескольких канатов).

9. Соответствующий данному распору H_1 прогиб

$$f_1=\frac{qL^2}{8H_1}. \qquad (6.96)$$

10. Натяжение каната

$$Z_{max}=\frac{qL^2}{8f_1}\sqrt{1+16\frac{f_1^2}{L^2}}=H_1\sqrt{1+16\frac{f_1^2}{L^2}}. \qquad (6.97)$$

11. Проверяем несущую способность принятых канатов

$$\sigma_к=\sigma_{вр.к}m_к k_1 m_1 m_2 k_к F_к\approx 0{,}4\sigma_{вр.к}\geqslant\frac{Z_{max}}{F_к}, \qquad (6.98)$$

где $\sigma_{вр.к}$ — предел прочности проволок каната (временное сопротивление разрыву), определяется непосредственно испытанием образца каната на разрывной машине; $m_к$ — число несущих канатов; k_1 — коэффициент однородности при разрыве, $k_1=0{,}8$; m_1 — коэффициент условий работы материала в конструкции, $m_1=0{,}8$; m_2 — коэффициент условий работы для переходов, $m_2=0{,}75$; $k_к$ — коэффициент, учитывающий возможное снижение прочности канатов в местах соединений и неравномерность работы канатов при большом их числе; при двух канатах — 0,9÷0,95, при трех-четырех — 0,85÷0,9.

12. Изменение геометрических параметров перехода в процессе эксплуатации.

Дополнительный прогиб, получающийся из-за удлинения канатов между пилонами от расчетной нагрузки, ликвидируется после монтажа всей конструкции путем подтягивания талрепов оттяжек несущих канатов и подвесок. Поэтому в процессе эксплуатации трубопровода стрела провисания несущих канатов будет изменяться только под влиянием изменения температуры и дополнительной нагрузки (обледенение, снег и т. д.).

Максимальное усилие в канате имеет место при минимальной стреле провисания (наиболее низкая температура наружно-

го воздуха) и при максимальной вертикальной нагрузке (наличие обледенения):

а) удлинение каната от веса обледенения

$$\Delta S_{к1} = \frac{\sigma_{к1} S_к}{E_к}, \tag{6.99}$$

где $\sigma_{к1}$ — средние напряжения в канате от веса обледенения,

$$\sigma_{к1} = \sigma_к \frac{q_{обл}}{q}, \tag{6.100}$$

$q_{обл}$ — нагрузка от обледенения (СНиП II-6—74);

б) удлинение оттяжки от обледенения

$$\Delta S_0 = \frac{\sigma_{к1} S_0}{E_к}; \tag{6.101}$$

в) сближение опорных точек каната (вершин пилонов) от обледенения

$$\Delta L_1 = 2 \frac{\Delta S_0}{\cos \varphi_0}; \tag{6.102}$$

г) увеличение стрелы провисания каната за счет его удлинения между пилонами и удлинения оттяжек

$$\Delta f_1 = \frac{15 \Delta S_{к1}}{\frac{16f}{L}\left[5 - 24\left(\frac{f}{L}\right)^2\right]} + \frac{15 - 40\left(\frac{f}{L}\right)^2 + 288\left(\frac{f}{L}\right)^4}{\frac{16f}{L}\left[5 - 24\left(\frac{f}{L}\right)^2\right]} \Delta L_1; \tag{6.103}$$

д) укорочение каната от понижения температуры

$$\Delta S_{кt} = -\alpha_t \Delta t S_к, \tag{6.104}$$

где Δt — разность температур, принимаемая согласно СНиП II-45—75 $\Delta t \geqslant \pm 50°$ С;

е) суммарное изменение длины каната от веса обледенения и изменения температуры

$$\Delta S_к = \Delta S_{к1} + \Delta S_{кt}; \tag{6.105}$$

ж) удаление опорных точек каната от укорочения оттяжек при изменении температуры

$$\Delta L_t = 2 \frac{\Delta S_{0t}}{\cos \varphi_0}; \tag{6.106}$$

з) суммарное изменение расстояния между опорными точками каната от обледенения и понижения температуры

$$\Delta L = \Delta L_1 - \Delta L_t; \tag{6.107}$$

и) изменение стрелы провисания каната за счет смещения опорных точек

$$\Delta f = \frac{15\Delta S_к + \left[15 - 40\left(\frac{f+\Delta f_1}{L-\Delta L}\right)^2 + 288\left(\frac{f+\Delta f_1}{L-\Delta L}\right)^4\right]\Delta L}{16\,\frac{f+\Delta f_1}{L-\Delta L}\left[5 - 24\left(\frac{f+\Delta f_1}{L-\Delta L}\right)^2\right]}. \qquad (6.108)$$

13. Максимальное усилие в канате при полной расчетной нагрузке q, расстоянии между опорными точками каната $L_р = L + \Delta L$ и стреле провисания каната $f_р = f + \Delta f$

$$Z_{max\,р} = \frac{qL_1}{2}\sqrt{1 + \left(\frac{L_1}{4f_1}\right)^2}. \qquad (6.109)$$

14. Условие прочности для канатов (ГОСТ 3068—74)

$$\sigma_к = 0{,}4\sigma_{вр.к} \geqslant \frac{Z_{max\,р}}{m_к F_к}. \qquad (6.110)$$

Расчет ветровых канатов

Для сохранения расчетной формы ветровой канат в период строительства предварительно натягивают усилием, составляющим 0,5 усилия, создаваемого ветром. С учетом ветровой нагрузки усилие в канате

$$H'_в = \frac{1{,}5q_{вет}L^2}{8f_в}, \qquad (6.111)$$

где $q_{вет}$ — ветровая нагрузка (СНиП II-6—74).

При ветре и температурном перепаде

$$H_в = \frac{1{,}5q_{вет}L^2}{8f_в} + \alpha_t \Delta t E_к F_к. \qquad (6.112)$$

Ветровые канаты подбираются по максимальному усилию (ГОСТ 3068—74)

$$Z_в = H_в\sqrt{1 + 16\left(\frac{f_в}{L}\right)^2}. \qquad (6.113)$$

Расчет подвески

Вертикальные подвески в висячих системах рассчитываются на действие сосредоточенной нагрузки от веса трубопровода и элементов конструкции, нагрузку от обледенения или снега, а также принимается в расчет временная эксплуатационная нагрузка

$$P_п = ql + q_э, \qquad (6.114)$$

где q — максимальная вертикальная нагрузка; l — расстояние между подвесками, $l = 8 \div 12$ м; $q_э$ — эксплуатационная нагрузка, принимаемая при наличии настила 100—200 кгс/м^2; при отсутствии мостика принимают нагрузку от люльки с находящи-

мися в ней людьми и оборудованием (400—600 кгс), которая распределяется на длину 8—12 м.

Площадь сечения подвесок определяется во всех случаях из условия работы их на растяжение

$$F_{\text{п}} = \frac{P_{\text{п}}}{R}, \tag{6.115}$$

где R — расчетное сопротивление стали подвески.

Расчет опорных подушек

В местах перегиба канатов на несущих пилонах и ветровых консолях устраиваются опорные подушки, обеспечивающие плавный изгиб каната. Материал подушек подбирается в зависимости от радиального давления [13]

$$P_{\text{к}} = \frac{2Z_{\max\,\text{р}}}{D_{\text{б}} d_{\text{к}}}, \tag{6.116}$$

где $Z_{\max\,\text{р}}$ — максимальное растягивающее усилие в канате; $D_{\text{б}}$ — диаметр блока (подушки); $d_{\text{к}}$ — диаметр каната.

Пример. К канату с модулем упругости $E_{\text{к}} = 1{,}5 \cdot 10^6$ кгс/см^2 подвешены две трубы диаметром $D_{\text{н}} = 529$ мм и толщиной стенки $\delta = 9$ мм. Расчетная нагрузка складывается из веса подвесной канатной системы $q_{\text{к}} = 0{,}55$ кгс/см, двух незаполненных труб $q_{\text{тр}} = 2{,}55$ кгс/см, пешеходного мостика $q_{\text{м}} = 1$ кгс/см и снега $q_{\text{сн}} = 0{,}9$ кгс/см; $q_0 = 5$ кгс/см; $q_{\text{пр}} = 4$ кгс/см; $q = q_0 + q_{\text{пр}} = 9$ кгс/см; $L = 150 \cdot 10^2$ см; $f_0 = 0{,}1L = 15 \cdot 10^2$ см; $h_{\text{п}} = 18 \cdot 10^2$ см.

Порядок расчета.

По (6.88)

$$S_{\text{к}} = 150\left[1 + \frac{8}{3}\left(\frac{15}{150}\right)^2\right] = 154 \text{ м}.$$

По (6.89)

$$\cos\varphi_0 = \frac{150}{\sqrt{16 \cdot 15^2 + 150^2}} = 0{,}953; \quad \varphi_0 = 17°35'.$$

По (6.90)

$$l = \frac{18}{\operatorname{tg} 17°35'} = 56{,}78 \text{ м}.$$

По (6.91)

$$S_0 = \frac{56{,}78}{0{,}953} = 59{,}6 \text{ м}.$$

По (6.92)

$$S = 154 + 2 \cdot 59{,}6 = 273{,}2 \text{ м}.$$

По (6.94)

$$H_0 = \frac{5\,(150 \cdot 10^2)^2}{8 \cdot 15 \cdot 10^2} = 93{,}75 \cdot 10^3 \text{ кгс}.$$

По (6.95)

$$H_1^3 + \left[\frac{1{,}5\cdot 10^6\cdot 20\cdot 5^2\cdot (150\cdot 10^2)^2}{24\,(93{,}75\cdot 10^3)^2} - 93{,}75\cdot 10^3\right] H_1^2 = \\ = \frac{1{,}5\cdot 10^6\cdot 20\cdot 9^2\cdot (150\cdot 10^2)^2}{24}.$$

Выполнив вычисления, получим

$H_1^3 + 7{,}07\cdot 10^5 H_1^2 = 2{,}278\cdot 10^{16}$, откуда $H_1 = 162\cdot 10^3$ кгс.

По (6.96)

$$f_1 = \frac{9\,(150\cdot 10^2)^2}{8\cdot 162\cdot 10^3} = 1562{,}5 \text{ см}.$$

Таким образом, стрелка прогиба увеличилась на 62,5 см, а распор на $68{,}25\cdot 10^3$ кгс.

По (6.97)

$$Z_{max} = 162\cdot 10^3 \sqrt{1 + 16\,\frac{(1562{,}5)^2}{(150\cdot 10^2)^2}} = 175{,}5\cdot 10^3 \text{ кгс}.$$

Из формулы (6.98) поперечная площадь сечения каната (нескольких канатов) при $\sigma_{вр.к} = 160$ кгс/мм^2

$$F_к = \frac{175{,}5\cdot 10^3}{0{,}8\cdot 0{,}8\cdot 0{,}75\cdot 0{,}9\cdot 16\,000} = 25{,}4 \text{ см}^2.$$

По ГОСТ 3068—74 выбираем 2 каната двойной свивки диаметром 54,5 мм.

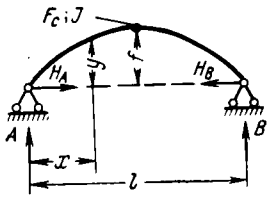
§ 29. Расчет арочного перехода

Арочные переходы трубопроводов сооружаются при пересечении естественных и искусственных препятствий незначительной протяженности (до 100 м) в основном там, где требуется обеспечить определенный высотный габарит. Арочные переходы бывают однотрубными или многотрубными, в зависимости от восприятия нагрузок — трехшарнирными (при монтаже), двухшарнирными и бесшарнирными, причем последние наиболее полно отвечают действительным условиям работы арочного трубопровода. Учитывая, что в основном арка воспринимает различную равномерно распределенную нагрузку по длине (собственный вес, вес транспортируемого продукта, обледенение и т. д.), рациональной формой оси арки будет параболическая вида

$$y = \frac{4fx\,(l - x)}{l^2}, \qquad (6.117)$$

где f — стрела подъема арки; l — пролет арки.

Положительное направление моментов и реакций



$$y = \frac{4fx\,(l - x)}{l^2};$$

$$\cos\alpha = 1/\sqrt{1 + \mathrm{tg}^2\,\alpha}$$

$$k = \frac{1}{1 + \nu};$$

f/l	1/3	1/4	1/5	1/6	1/7	1/8	1/9
k	0,696	0,785	0,843	0,881	0,911	0,931	0,942

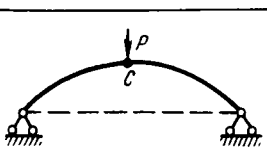
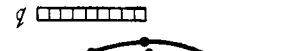
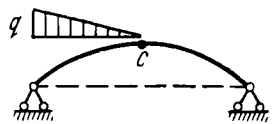
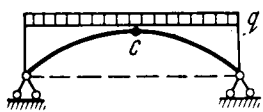
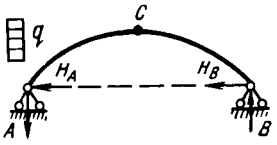
Схема нагрузки	Мом
	$H_A = H_B = \frac{25}{128} Pk$ -

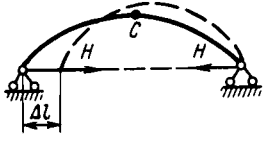
Схема нагрузки	Моменты и ре
	$H_A = H_B = \frac{ql^2}{16f} k;$ $A =$ $M_C = \frac{ql^2}{16} (1 - k);$ пр $M_M = \left(\frac{1}{16} - \frac{3}{64} k\right) ql^2;$
	$H_A = H_B = 0{,}0228 \frac{ql^2}{f} k;$ A
	$H_A = H_B = \frac{ql^2}{8f} k;$ $M_C = \frac{ql^2}{8}$



$$H_A = -0{,}71$$

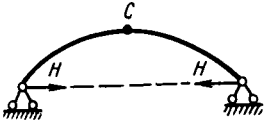
$$A = -\frac{qf^2}{2l}; \quad B =$$

Горизонтальное смещение опоры



$$H = \frac{15}{8}\,\frac{EI_C\Delta l}{f^2 l}\,k;$$

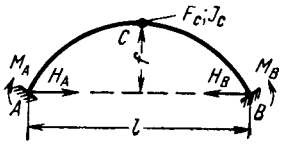
Равномерный нагрев на t°C



$$H = \frac{15}{8}\,\frac{EI_C\alpha_t}{f^2}\,k;$$

Бесшарнирная параболическая арка

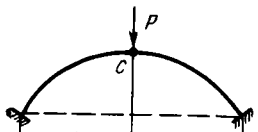
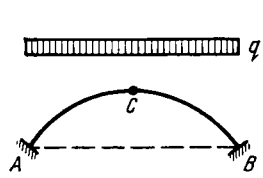
Положительные направления моментов и реакций

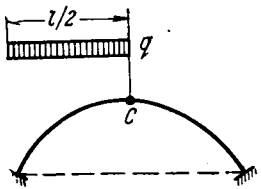


$$\nu = \frac{45 I_C}{4 F_C f^2};$$

$$k = \frac{1}{1+\nu};$$ если п

$$\nu = 0, \quad k = 1.$$

Схема нагрузки	Опорные реакции и распоры	
	$A = B = \frac{P}{2};$ $H = \frac{15}{64} \frac{Pl}{f} k$	M
	$A = B = \frac{ql}{2};$ $H = \frac{ql^2}{8f} k;$ при $k = 1$ $H = \frac{ql^2}{8f}$	M

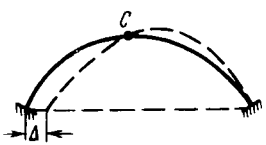


$$A = \frac{13}{32} ql; \quad B = \frac{3}{32} ql;$$

$$H = \frac{ql^2}{16f} k;$$

при $k = 1$ $\quad H = \frac{ql^2}{16f}$

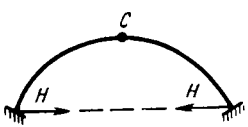
Горизонтальное смещение пяты



$$A = B = 0;$$

$$H = \frac{45}{4} \frac{EI_C\Delta}{f^2 l}$$

Равномерный нагрев на t°C



$$A = B = 0;$$

$$H = \frac{45}{4} \frac{EI_C\alpha_t}{f^2} k,$$

α_t — коэффициент линейного расширения

Длина дуги арки при параболическом (достаточно точно и при круговом) очертании

$$l_a = l\left[1 + \frac{8}{3}\left(\frac{f}{l}\right)^2\right]. \qquad (6.118)$$

В общем случае усилия в арках, отнесенные к оси, при расположении пят на одном уровне определяются как

$$\begin{cases} M_x = M_0 - Hy; \\ N_x = H\cos\alpha_н + Q_0 \sin\alpha_н; \\ Q_x = Q_0\cos\alpha_н - H\sin\alpha_н, \end{cases} \qquad (6.119)$$

где M_x, N_x и Q_x — соответственно изгибающий момент, нормальная и поперечные силы в сечениях арки; M_0 и Q_0 — изгибающий момент и поперечная сила в обычной двухопорной балке того же пролета, что и арка; H — распор арки; y — ордината рассматриваемого сечения; $\alpha_н$ — угол наклона рассматриваемого сечения к горизонту.

В таблицах 19 и 20 приведены данные, позволяющие рассчитывать на прочность двухшарнирные и бесшарнирные арки с параболической формой очертания оси при различном сочетании действующих нагрузок и воздействий. Кроме расчета на прочность, арки рассчитываются на устойчивость [13].

Условие продольной устойчивости:

для двухшарнирной арки

$$N = \sqrt{V_A^2 + H_{max}^2} \leqslant N_{кр} = \frac{4\pi^2 EI}{l_a^2}, \qquad (6.120)$$

для бесшарнирной арки

$$N = \sqrt{V_A^2 + H_{max}^2} \leqslant N_{кр} = \frac{8\pi^2 EI}{l_a^2}, \qquad (6.121)$$

где V_A — вертикальная опорная реакция; H_{max} — максимальный горизонтальный распор.

Условие обеспечения поперечной устойчивости

$$q \leqslant q_{кр} = k_a \frac{EI}{l^3}, \qquad (6.122)$$

где k_a — коэффициент, принимаемый в зависимости от отношения f/l (табл. 21).

5

Таблица 21

Значение коэффициента k_a

Арка	Отношение f/l				
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5
Двухшарнирная	28,5	45,4	46,5	43,9	38,4
Бесшарнирная	60,7	101	115	111	97,4

Пример. Рассчитать двухтрубный арочный переход в бесшарнирном исполнении на прочность и устойчивость при следующих данных: $D_н \times \delta = 529 \times 8$ мм; $F = 131$ см^2; $I = 4{,}4 \cdot 10^4$ см^4; $W = 1680$ см^3; $EI = 9{,}3 \cdot 10^3$ тс·м^2.

Расчетные нагрузки	
Собственный вес конструкций	$q_к = 350$ кгс/м
Нефть в двух трубах	$q_{пр} = 407$ кгс/м
Пешеходы, гололед	$q_{доп} = 188$ кгс/м
Всего . . .	$q = 945$ кгс/м $= 0{,}945$ тс/м

Параметры арки: $l = 48$ м; $f = 5$ м; материал — сталь 17ГС; $R_2 = 2610$ кгс/см^2.

По формуле (6.118)

$$l_a = 48\left[1 + \frac{8}{3}\left(\frac{5}{48}\right)^2\right] = 49{,}3 \text{ м}.$$

Усилия в спаренной арке от полной симметричной вертикальной нагрузки (см. табл. 20)

$$k = \frac{1}{1 + \dfrac{45 \cdot 4{,}4 \cdot 10^4}{4 \cdot 131 \cdot 500^2}} \approx 1;$$

$$A = B = \frac{0{,}945 \cdot 48}{2} = 22{,}68 \text{ тс};$$

$$H = \frac{0{,}945 \cdot 48^2}{8 \cdot 5} = 54{,}43 \text{ тс}.$$

Моменты $M_A = M_B = M_C = 0$ в четверти

$$M_{l/4} = A\frac{l}{4} - Hy_{l/4} - \frac{ql^2}{32} = 22{,}68\frac{48}{4} -$$

$$- 54{,}43 \cdot 0{,}75 \cdot 5 - \frac{0{,}945 \cdot 48^2}{32} = 0,$$

т. е. имеем случай рациональной формы оси арки, когда моменты во всех сечениях равны нулю.

Усилия в двух трубах от собственного веса конструкции и несимметричной нагрузки нефтью в момент заполнения труб (трубы заполнены на половину пролета)

$$A = \frac{0{,}35 \cdot 48}{2} + \frac{13}{32} \cdot 0{,}407 \cdot 48 = 16{,}35 \text{ тс};$$

$$B = \frac{0{,}35 \cdot 48}{2} + \frac{3}{32} \cdot 0{,}407 \cdot 48 = 10{,}23 \text{ тс};$$

$$H = \frac{0{,}35 \cdot 48^2}{8 \cdot 5} + \frac{0{,}407 \cdot 48^2}{16 \cdot 5} = 31{,}88 \text{ тс};$$

$$M_A = -\frac{0{,}407 \cdot 48^2}{64} = -14{,}65 \text{ тс·м};$$

$$M_B = 14{,}65 \text{ тс·м}; \quad M_C = 0.$$

При данном загружении наибольшие напряжения

$$\sigma = \frac{1\,465\,000}{2 \cdot 1680} + \frac{31\,880}{2 \cdot 131} = 557{,}5 \text{ кгс/см}^2 < R_2 = 2610 \text{ кгс/см}^2.$$

По формуле (6.121) для первого расчетного случая

$$N = \sqrt{22{,}68^2 + 54{,}43^2} \leqslant N_{кр} = \frac{8 \cdot \pi^2 \cdot 9{,}3 \cdot 10^3}{49{,}3^2};$$

$$58{,}97 \text{ тс} < 301{,}8 \text{ тс}.$$

По формуле (6.105)

$$0{,}945 \leqslant q_{кр} = 60{,}7 \frac{9{,}3 \cdot 10^3}{48^3}; \quad 0{,}945 \text{ тс/м} < 5{,}1 \text{ тс/м}.$$

Следовательно, условия прочности и устойчивости для данных случаев загружения арочного перехода обеспечиваются.

Аналогичным образом могут быть проверены прочность и устойчивость и для других расчетных случаев, например для горизонтального смещения пяты равномерного нагрева на $t°$ С и т. д.

§ 30. Расчет на прочность защитного футляра (кожуха) при пересечении железных и автомобильных дорог

Одними из наиболее серьезных искусственных препятствий являются железные и автомобильные дороги (рис. 53, табл. 22). Прокладка участков переходов трубопроводов через железные и автомобильные дороги (за исключением V категории) предусматривается в защитном футляре (кожухе), который является основной деталью перехода и предназначен для предохранения укладываемого через него трубопровода от воздействия нагрузок, агрессивных грунтовых вод и блуждающих токов, а при авариях трубопровода — для предохранения полотна дороги от разрушения.

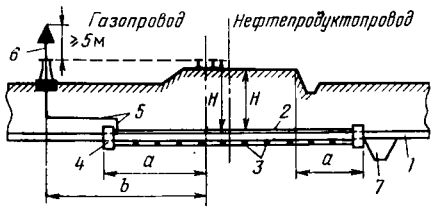


Рис. 53. Схема перехода под железной и автомобильной дорогой:
1 — трубопровод; *2* — защитный футляр; *3* — опора; *4* — сальниковое уплотнение; *5* — отводная труба; *6* — вытяжная свеча; *7* — отводной колодец

На футляр действуют внешние нагрузки — вертикальное и боковое давление грунта $q_{гр.в}$ и $q_{гр.б}$ и давление от веса подвижного транспорта $q_п$ (рис. 54) [14].

Таблица 22

Геометрические параметры переходов

Дороги	Размеры, м		
	a	b	H
Железная общей сети	25	40	1,5
Железная промышленная	15	25	1,5
Автомобильная	10	25	1,4

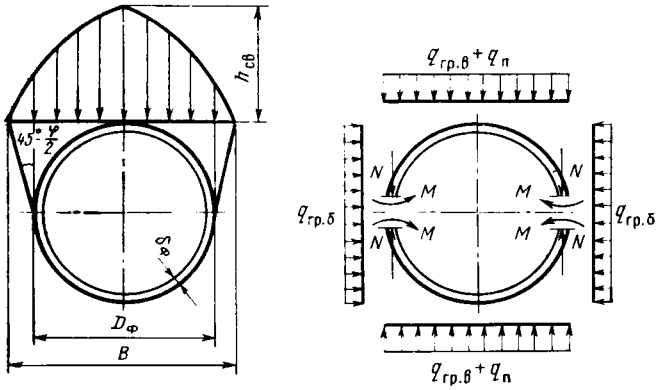


Рис. 54. Схема к расчету футляра на прочность

Расчетная вертикальная нагрузка

$$q_{гр.в} = n_{гр}\gamma_{гр}h_{св}, \qquad (6.123)$$

где $n_{гр}=1{,}2$ — коэффициент перегрузки; $\gamma_{гр}$ — объемный вес грунта в естественном состоянии; $h_{св}$ — высота грунта в пределах естественного свода обрушения, действующая на футляр,

$$h_{св} = \frac{B}{2f_{кр}}, \qquad (6.124)$$

$f_{кр}$ — коэффициент крепости породы; B — ширина пролета естественного свода обрушения,

$$B = D_ф\left[1 + \operatorname{tg}\left(45° - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right)\right], \qquad (6.125)$$

$D_ф$ — наружный диаметр футляра; $\varphi_{гр}$ — угол внутреннего трения грунта.

Боковое давление

$$q_{гр.б} = n_{гр}\gamma_{гр}\left(h_{св} + \frac{D_ф}{2}\right)\operatorname{tg}^2\left(45° - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right). \qquad (6.126)$$

Рассматривая полотно дороги как балку на упругом основании под действием нагрузок P_i от подвижного состава, определяется давление от подвижного состава.

Реакция основания

$$\varphi_i(x) = \frac{P_i k_0 b}{8D\alpha^3}\eta = \frac{P_i \alpha}{2}\eta, \tag{6.127}$$

где P_i — действующая нагрузка; k_0 — коэффициент постели грунта; b — ширина полотна дороги, $b=1$; D — цилиндрическая жесткость полотна дороги,

$$D = \frac{E_{\text{п}} I_{\text{п}}}{1-\mu_{\text{п}}^2}, \tag{6.128}$$

$E_{\text{п}}$ — модуль упругости материала полотна дороги; $\mu_{\text{п}}$ — коэффициент Пуассона материала полотна дороги; $I_{\text{п}}$ — момент инерции материала полотна дороги,

$$I_{\text{п}} = \frac{bh_{\text{п}}^3}{12}, \tag{6.129}$$

$h_{\text{п}}$ — толщина покрытия дороги; α — коэффициент жесткости,

$$\alpha = \sqrt{\frac{k_0 b}{4D}}, \tag{6.130}$$

η — текущая координата от центра приложения силы P_i.

Определив зону распространения эпюры реакции основания $2a$ и ее максимальную величину $q=\varphi_{\max}(x)$, строится эпюра распределения напряжений, используя формулу

$$\sigma_x = \frac{q}{\pi}\left(\operatorname{arc\,tg}\frac{a-x}{z} + \operatorname{arc\,tg}\frac{a+x}{z}\right) + \\ + \frac{2aqz\,(x^2+z^2-a^2)}{\pi\,[(x^2+z^2-a^2)^2+4a^2z^2]}, \tag{6.131}$$

где x, z — соответственно горизонтальная и вертикальная координата до рассматриваемой точки.

Нагрузка от подвижного состава

$$q_{\text{п}} = n_{\text{п.с}} Aqb, \tag{6.132}$$

где $n_{\text{п.с}}=1{,}2$ — коэффициент перегрузки; A — коэффициент, зависящий от глубины заложения в грунт защитного футляра.

Толщина стенки футляра

$$\delta_{\text{ф}} = \frac{N}{2R_2} + \sqrt{\left(\frac{N}{2R_2}\right)^2 + \frac{6M}{R_2}}, \tag{6.133}$$

где N — поперечное усилие,

$$N = r_{ф}(q_{гр.в} + q_{п}), \tag{6.134}$$

$r_{ф}$ — радиус футляра; M — изгибающий момент,

$$M = c_{пл} r_{ф}^2 (q_{гр.в} + q_{п} - q_{гр.б}), \tag{6.135}$$

$c_{пл}$ — коэффициент учитывающий всестороннее сжатие футляра, $c_{пл}=0{,}25$; R_2 — расчетное сопротивление материала.

Пример. Рассчитать защитный футляр на прочность при прокладке трубопровода через автомобильную дорогу, приняв следующие данные: $D_{ф}=1020$ мм; $r_{ф}=510$ мм; $H=2$ м; материал — сталь 14Г2САФ; $R_2=2600$ кгс/см^2; грунт — глина; $\gamma_{гр}=1{,}6$ тс/м^3; $\varphi_{гр}=40°$; $f_{кр}=0{,}8$; $k_0=10^4$ тс/м^3. Полотно дороги — бетонное; $h_{п}=0{,}2$ м; $E_{п}=2\cdot10^6$ тс/м^2; $\mu_{п}=1/6$; расчетный подвижный состав — автомобиль МАЗ-530; нагрузка на переднюю ось $P_1=7{,}8$ тс, на промежуточную и заднюю $P_2=P_3=15{,}6$ тс.

По формуле (6.129)

$$I_{п} = \frac{1\cdot0{,}2^3}{12} = 0{,}000667 \text{ м}^4.$$

По формуле (6.128)

$$D = \frac{2\cdot10^6\cdot0{,}000667}{1-\left(\frac{1}{6}\right)^2} = 1371 \text{ тс}\cdot\text{м}^2.$$

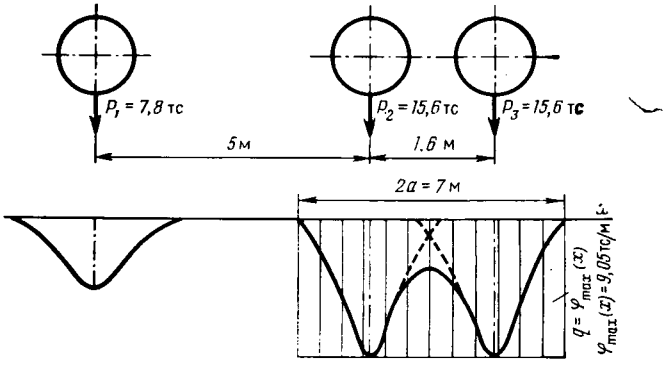


Рис. 55. Эпюра реакции грунта основания $\varphi_i(x)$

По формуле (6.130)

$$\alpha = \sqrt{\frac{10^4 \cdot 1}{4 \cdot 1371}} = 1{,}162 \text{ 1/м}.$$

Результаты расчетов по формуле (6.127) сведены в табл. 23 и представлены на рис. 55.

Таблица 23

Параметры, определяющие эпюру реакции основания

αx	η	α, 1/м	$\frac{P_1}{2}\alpha$, тс/м	$\frac{P_2}{2}\alpha$, тс/м	$\varphi_1(x)=\frac{P_1}{2}\times$ $\times\alpha\eta$, тс/м	$\varphi_2(x)=\frac{P_2}{2}\times$ $\times\alpha\eta$, тс/м
0	1				4,54	9,05
0,2	0,9651				4,38	8,74
0,4	0,8784				3,98	7,95
0,6	0,7628				3,46	6,9
0,8	0,6354				2,885	5,75
1	0,5083				2,308	4,6
1,4	0,2849				1,294	2,58
1,8	0,1234				0,56	1,116
2	0,0667				0,303	0,605
2,3	0,008				0,0364	0,072
2,4	—0,0056				—0,0254	—0,0507
2,6	—0,0254				—0,1154	—0,230
2,8	—0,0369				—0,1675	—0,334
3,1	—0,04314				—0,196	—0,39
3,4	—0,04079	1,162			—0,1843	—0,372
3,6	—0,03659				—0,166	—0,33
4	—0,02583				—0,1175	—0,234
4,5	—0,0132		4,54		—0,06	—0,119
5	—0,00455			9,05	—0,0207	—0,0412
5,4	—0,00063				—0,0028	—0,0057
5,5	0,00001				0,0000454	0,00009
6	0,000169				0,000766	0,00153
6,2	0,000185				0,00084	0,00167
6,4	0,000184				0,00084	0,00167
6,6	0,000172				0,00078	0,00155
6,8	0,000152				0,00069	0,00625
7	0,00129				0,00585	0,0117

С использованием табл. 24 результаты расчетов распределения напряжений в грунте приведены на рис. 56.

При глубине заложения футляра $H=2$ м отношение $z:a=2:3{,}5=0{,}57$, коэффициент $A=0{,}4$.

Таблица 24

Безразмерные напряжения $\frac{\sigma_x}{q}$ от распределенной нагрузки q

z/a	x/a					
	0	0,1	0,2	0,3	0,5	0,7
0	1	1	1	1	1	1
0,1	0,972	0,872	0,871	0,864	0,835	0,774
0,2	0,754	0,75	0,742	0,736	0,685	0,593
0,3	0,643	0,643	0,618	0,615	0,564	0,482
0,5	0,45	0,448	0,44	0,462	0,399	0,356
0,7	0,314	0,309	0,305	0,301	0,286	0,276
1	0,134	0,186	0,191	0,199	0,178	0,195
1,5	0,08	0,081	0,081	0,087	0,097	0,194
2	0,042	0,042	0,043	0,045	0,055	0,067
3	0,015	0,013	0,013	0,017	0,021	0,028
4	0,006	0,006	0,006	0,007	0,01	0,013
5	0	0	0	0	0,002	0,004

Продолжение табл. 24

z/a	x/a					
	1	1,5	2	3	4	5
0	1	1	0	0	0	0
0,1	0,468	0,123	0,042	0,015	0,009	0,006
0,2	0,437	0,19	0,079	0,03	0,016	0,0016
0,3	0,405	0,238	0,117	0,047	0,027	0,015
0,5	0,348	0,286	0,171	0,074	0,041	0,026
0,7	0,291	0,284	0,2	0,096	0,054	0,034
1	0,225	0,224	0,211	0,122	0,074	0,049
1,5	0,143	0,18	0,185	0,145	0,097	0,068
2	0,089	0,123	0,145	0,135	0,103	0,077
3	0,04	0,063	0,084	0,102	0,097	0,083
4	0,021	0,033	0,049	0,071	0,078	0,075
5	0,011	0,02	0,03	0,048	0,062	0,053

По формуле (6.132)

$$q_{\text{п}} = 1{,}2 \cdot 0{,}4 \cdot 9{,}05 \cdot 1 = 4{,}34 \text{ тс/м}.$$

По формуле (6.125)

$$B = 102\left[1 + \operatorname{tg}\left(45° - \frac{40°}{2}\right)\right] = 149{,}6 \text{ см}.$$

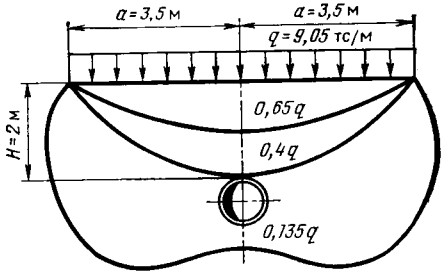


Рис. 56. Линии равных напряжений σ_x

По формуле (6.124)

$$h_{св} = \frac{149,6}{2 \cdot 0,8} = 93,5 \text{ см} = 0,935 \text{ м}.$$

По формуле (6.123)

$$q_{гр.в} = 1,2 \cdot 1,6 \cdot 0,935 = 1,795 \text{ тс/м}^2.$$

По формуле (6.126)

$$q_{гр.б} = 1,2 \cdot 1,6 \left(0,935 + \frac{1,02}{2}\right) \operatorname{tg}\left(45° - \frac{40°}{2}\right) = 0,603 \text{ тс/м}^2.$$

По формуле (6.134)

$$N = 0,51\,(1,795 + 4,34) = 3,13 \text{ тс/м} = 31,3 \text{ кгс/см}.$$

По формуле (6.135)

$$M = 0,25 \cdot 0,51^2 (1,795 + 4,34 - 0,603) = 0,36 \text{ тс} = 360 \text{ кгс}.$$

По формуле (6.133)

$$\delta_ф = \frac{31,3}{2 \cdot 2600} + \sqrt{\frac{(31,3)^2}{2 \cdot 2600} + \frac{6 \cdot 3600}{2600}} = 0,92 \text{ см}.$$

Окончательно принимаем $\sigma_ф = 10$ мм.

ГЛАВА 7

ОЧИСТКА ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ И ИСПЫТАНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ

§ 31. Выбор оборудования для очистки внутренней полости и испытания трубопроводов

Для очистки внутренней полости и испытания трубопроводов используется комплекс специальных машин. Сжатый воздух за-

Таблица 25

Техническая характеристика компрессорных станций, используемых при продувке и испытании трубопроводов

Марка станции	Производительность, м³/мин	Давление нагнетания, кгс/см²	Привод от двигателя	Мощность двигателя, л. с.	Масса, кг
Низкого давления					
ЗИФ-55	5	7	ЗИЛ-121	98	2750
КС-9	8,5	6	КДМ-100	100	5750
ДК-9	10	6	КДМ-100	100	5600
ПК-10	10,5	7	Д-108	108	5100
Высокого давления					
КС-100	16	100	1Д12Б	410	23 000
УКС-400П	2,2	400	ЯАЗ-М204В	135	5000
АПС-8	2	230	ЛАЗ-204	110	3950
УКП-80	8	80	В2-300	300	16 100

Таблица 26

Техническая характеристика наполнительных агрегатов, используемых при промывке и гидравлическом испытании трубопроводов

Марка агрегата	Марка установленного насоса	Подача, м³/ч	Напор, м вод. ст.	Привод от двигателя	Мощность двигателя, л. с.	Масса, кг
АН-3001	ВИСХОМ-МВТУ	3000	160	АН-20 А	3000	8000
АН-1002		1000	60	12Б-300		
АН-501	3В-200×4	240/500	240/150	Д-12	300	5800
АН-2	8МС-7×3	300	180	1Д12	300	8200
АН-261	8МС-7×3	260	155	2Д12Б	300	9800
АН-151	6МС-6×8	150	360	1Д12	300	8100
АН-0202	3К-6	45	54	321-01	30	2800

Техническая характеристика опрессовочных агрегатов, используемых при гидравличе

Марка агрегата	Марка установленного насоса	Подача, м³/ч	Развиваемое давление, кгс/см²	Привод
		Самоходные		
МЦА-1,4/150	4Т	18, 6/84	123/12,7	ЯАЗ-М204А
ЦА-300	9Т	15, 7/82, 2	190/36	ЯАЗ-206
ЦА-320М	9Т	18, 4/82, 2	182/40	ЯАЗ-М206А
2АН-500	2Р-500	18, 4/54	508/173	В2-500А4
АзИНМАШ-32	1НП-160	12, 7/51, 1	160/40	КДМ-100
		Прицепные		
АН-0202	ГБ-351А	1,8	200	321-01
АО-161	ОМТр-61	22	160	А-01М
АО-2	9Т	25/56	80/36	Д-108
ГН-850/250	ГН-850/250	0,854	250	Электродвигате
ГН-1200/400	ГН-1200/400	1,2	400	То же
		Переносные		
ВМС-45м	ВМС-45м	0,8	25	Электродвигате
ГН-60	ГН-60	0,1	60	Ручной
ГН-200М	ГН-200М	0,37/0,03	300	То же

качивается в трубопровод при продувке, освобождении от воды и пневматическом испытании передвижными компрессорными станциями (табл. 25). Вода для промывки и гидравлического испытания закачивается передвижными или переносными насосными установками (табл. 26, 27).

§ 32. Определение времени заполнения трубопроводов водой или воздухом

Номограмма (рис. 57), состоящая из двух частей, предназначена для определения времени заполнения трубопровода воздухом до создания в нем избыточного давления 1 кгс/см² или

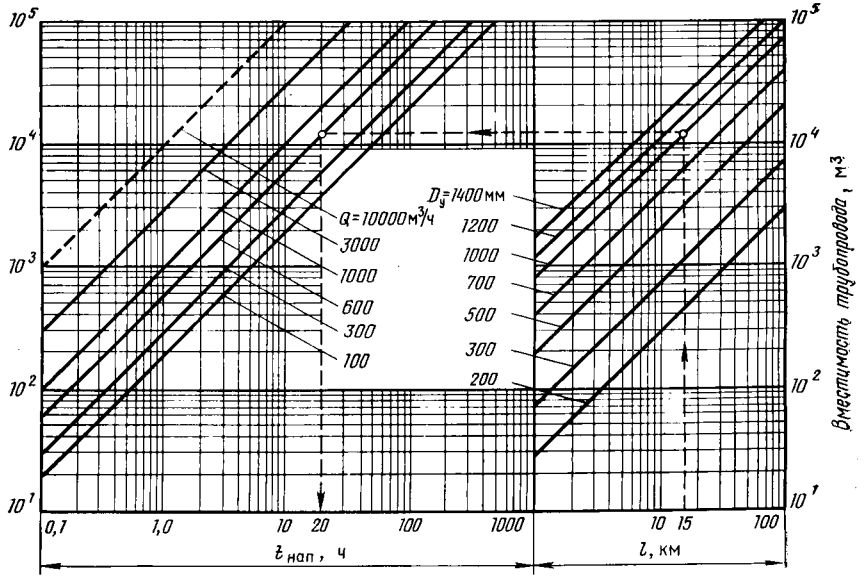


Рис. 57. Номограмма для определения времени заполнения трубопровода водой или воздухом

до полного наполнения водой [11]. В правой части по оси абсцисс отложена протяженность l участка трубопровода от 1 до 100 км, наклонные линии обозначают условные диаметры D_y трубопроводов от 200 до 1400 мм. По оси абсцисс в левой части отложена продолжительность наполнения $t_{нап}$ от 0,1 до 1000 ч, наклонные линии означают производительность Q компрессорных станций и наполнительных агрегатов. Номограмма позволяет производить расчеты при работе на любое давление несколькими агрегатами.

Пример. Определить время заполнения воздухом участка трубопровода диаметром $D_у = 1000$ мм, протяженностью 15 км до создания давления $p = 6$ кгс/см^2. Для заполнения используется компрессорная станция ДК-9 производительностью 600 м^3/ч.

На оси абсцисс правой части номограммы находим точку, соответствующую $l = 15$ км, и от нее проводим вертикальную линию до пересечения с наклонной линией, обозначающей $D_у = 1000$ мм. Из точки пересечения этих линий проводим горизонтальную линию в левую часть номограммы до пересечения с наклонной линией, обозначающей производительность $Q = 600$ м^3/ч. Из этой точки опускаем перпендикуляр на ось абсцисс и находим, что время заполнения участка трубопровода вместимостью 12 000 м^3 до избыточного давления 1 кгс/см^2 составляет $t_{нап} = 20$ ч.

Для определения времени заполнения трубопровода воздухом до создания давления p необходимо найденное время умножить на создаваемое давление

$$t_{напр} = pt_{нап} = 6 \cdot 20 = 120 \text{ ч}.$$

При использовании для заполнения трубопровода группы наполнительных агрегатов или компрессоров необходимо найденное время разделить на число этих агрегатов. Если трубопровод заполняется воздухом последовательно компрессорами низкого и высокого давления, то время заполнения следует определять раздельно для каждого приема, а затем полученные результаты просуммировать.

При необходимости определения времени заполнения трубопровода агрегатами, производительность которых не указана в номограмме, по двум произвольно выбранным продолжительностям заполнения проводят наклонную линию, которая, естественно, пройдет параллельно ранее нанесенным (пунктирная линия $Q = 10\,000$ м^3/ч).

ГЛАВА 8

ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ТРУБОПРОВОДОВ

§ 33. Определение приведенной к нормальным условиям протяженности трассы магистрального трубопровода (по трудоемкости выполнения изоляционно-укладочных работ)

Общая фактическая протяженность рассматриваемого участка магистрального трубопровода диаметром 1220 мм составляет 202 км. Длина перехода, сооружение которого выполняет специализированная организация, — 0,5 км. Расчетная протяженность трассы строящегося трубопровода, обслуживаемой изоляционно-укладочными колоннами, 201,5 км, в том числе по участкам с различными условиями выполнения работ: I — по заболоченной местности (болота I типа — 52% протяженности участка) — 17 км (коэффициент увеличения трудоемкости выполнения изоляционно-укладочных работ $k_б = 1{,}36$); II — в горных условиях с преобладающими уклонами более 7% — 65,5 км ($k_г = 1{,}85$), на этом же участке выходы скальных грунтов составляют 10% его протяженности ($k_с = 1{,}08$); III — 119,5 км в равнинном рельефе и нормальных инженерно-геологических условиях (преимущественно в суглинках II группы) ($k_р = 1$) [15].

На участках I и II имеется 18 переходов через естественные и искусственные преграды, на участке III — пять переходов.

Коэффициенты сложности изоляционно-укладочных работ в зависимости от числа переходов на 100 км трассы магистрального трубопровода через естественные и искусственные преграды принимаются следующими:

Число переходов	1—20	21—40	40—50	Более 50
Коэффициент	1,05	1,1	1,15	1,25

Коэффициент, учитывающий простои изоляционно-укладочных колонн по погодным условиям, в данном районе принимается 1,15.

Конструкция изоляции на участке I — грунтовка и два слоя полимерных лент (коэффициент трудоемкости выполнения изоляционно-укладочных работ по данной конструкции $k_{из}^{I} = 1$); на участке II — грунтовка, 6-миллиметровый слой мастики, слой стеклохолста ($k_{из}^{II} = 1{,}25$); на участке III — грунтовка, 4-миллиметровый слой мастики, слой стеклохолста ($k_{из}^{III} = 1$).

Расчет приведенной протяженности трассы приведен в табл. 28. Суммарная приведенная к нормальным условиям протяженность трассы данного участка трубопровода по трудоемкости выполнения изоляционно-укладочных работ составляет 355 км.

Таблица 28

Значения расчетных величин по участкам

Показатели и расчетные величины	Номера участков с различной трудоемкостью изоляционно-укладочных работ		
	I	II	III
Фактическая протяженность участков, км	17	65,5	119
Коэффициенты трудоемкости выполнения изоляционно-укладочных работ (при изоляции нормального типа) в различных природно-географическнх условиях	1,36	2	1
То же, с учетом числа переходов и климатических условий	1,72	2,52	1,21
Коэффициенты, учитывающие конструктивные особенности нанесения изоляции и выполнения укладочных работ	1	1,25	1
Суммарный коэффициент трудоемкости выполнения изоляционно-укладочных работ	1,72	2,77	1,21
Приведенная протяженность трассы по участкам, км	29	182	144

Коэффициенты сложности выполнения изоляционно-укладочных работ (при изоляции нормального типа $k_{из}=1$) в различных природных условиях прохождения трассы следующие:

Болота I типа (по классификации Гипроспецгаза)	1,7
Болота II типа	2,5
Горный рельеф с преобладающими уклонами, %:	
7—20	1,85
20—40	2,15
Более 40	2,5
Сыпучие пески с редким растительным покровом	1,2
Подвижные барханы и дюны	1,3

Коэффициенты трудоемкости изоляционно-укладочных работ на участках со скальными грунтами могут быть определены по формуле

$$k_c = 1 + cn,$$

где n — удельный вес участков со скальными грунтами в общей протяженности трассы; c — расчетный коэффициент:

n	0,01—0,33	0,34—0,63	0,64—0,77	Более 0,77
c	0,8	0,66	1,34	1,6

Коэффициент трудоемкости изоляционно-укладочных работ по отдельным конструкциям изоляционного покрытия может быть принят следующим:

Битумно-резиновая изоляция	
Грунтовка, 4-миллиметровый слой мастики, слой стеклохолста (нормальный тип I)	1
Грунтовка, 4-миллиметровый слой мастики, 1,5-миллиметровый слой бризола (нормальный тип II)	1,3
Грунтовка, 6-миллиметровый слой мастики, слой стеклохолста (усиленный тип I)	1,25
Грунтовка, 6-миллиметровый слой мастики, 1,5-миллиметровый слой бризола (усиленный тип II)	1,45
Грунтовка, 3-миллиметровый слой мастики, два слоя стеклохолста, 3-миллиметровый слой мастики, 1,5-миллиметровый слой бризола (усиленный тип III)	3
Изоляция липкими полимерными лентами	
Грунтовка, один слой полимерных лент (нормального типа)	1
Грунтовка, два слоя полимерных лент (усиленного типа)	1
Полимерные ленты (один или два слоя) с дополнительной оберткой 1,5-миллиметровым слоем бризола	1,5

§ 34. Определение рационального числа линейных объектных строительных потоков

Исходные данные

1. Фактическая протяженность участка трубопровода, обслуживаемого изоляционно-укладочными колоннами, 201,5 км.
2. Приведенная к нормальным условиям протяженность трассы $L_{пр}=355$ км.
3. Сметная стоимость вводимых основных фондов $Ф=38{,}6$ млн. руб.
4. Расчетная сменная производительность ведущего потока в нормальных условиях его выполнения $y_{см}=1$ км в смену.
5. Работы по ведущему потоку намечается выполнять в две смены с учетом снижения производительности труда в ночную смену ($n_{см}=1{,}7$).
6. Затраты на передислокацию одного объектного потока $P_{пз}=560$ тыс. руб.
7. Расчетное число рабочих дней в году в данных условиях $\varkappa_г=220$ дней.

8. Продолжительность периода подготовки, развертывания и свертывания линейного объектного строительного потока $T_{пз}=60$ дней.

9. Коэффициент фактической экономической эффективности строительства данного трубопровода $E_ф=0,17$.

Рациональное число объектных потоков определяется по формуле

$$q_{р.п}=\sqrt{\frac{E_ф Ф L_{пр}}{\varkappa_г P_{пз} y_{см} n_{см}}}=\sqrt{\frac{0,17\cdot 38,6\cdot 355}{220\cdot 0,56\cdot 1,0\cdot 1,7}}=3,3\approx 3.$$

Расчетная продолжительность строительства данного объекта, обеспечивающая максимальный народнохозяйственный эффект от досрочного ввода его в эксплуатацию, определяется по формуле

$$T_{стр}=\frac{1}{\varkappa_г}\left(\frac{L_{пр}}{q_{р.п}\, y_{см} n_{см}}+T_{пз}\right)=\frac{1}{220}\left(\frac{355}{3\cdot 1\cdot 1,7}+60\right)=0,6 \text{ года}.$$

В [1] приведены нормы продолжительности строительства трубопроводов согласно СН 440—72.

ГЛАВА 9

ЗАЩИТА МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

§ 35. Расчет основных параметров катодной защиты

Защита магистральных трубопроводов от почвенной коррозии осуществляется катодной поляризацией поверхности трубы установками катодной защиты (автоматическими и неавтоматическими).

Для расчета установок катодной защиты необходимо при проведении электрометрических работ получить данные об удельном электрическом сопротивлении грунта в поле токов катодной защиты, а также в месте установки анодного заземления, иметь данные по характеристике трубопровода, виду изоляционного покрытия и наличия источников электроснабжения.

Основными параметрами установки катодной защиты являются сила тока и длина защитной зоны, в зависимости от которых принимаются мощность установки, тип и число анодных заземлителей, длина дренажных линий.

Принципиальная схема катодной защиты изображена на рис. 58.

Порядок расчета основных параметров катодной защиты следующий [8].

1. Среднее значение удельного сопротивления грунтов

$$\rho_{\text{ср.г}} = \sum_{i=1}^{n} \rho_i \left(\frac{l_i}{L_{\text{общ}}} \right), \tag{9.1}$$

где ρ_i — соответствующие им удельные сопротивления грунтов; l_i — протяженность отдельных участков; $L_{\text{общ}} = \sum_{i=1}^{n} l_i$ — общая протяженность проектируемого трубопровода.

2. Переходное сопротивление «трубопровод—грунт» к концу нормативного срока эксплуатации установок катодной защиты

$$R_{\text{п}}(t_{\text{н.с}}) = R_{\text{п.н}} \exp(-\beta t_{\text{н.с}}), \tag{9.2}$$

где $R_{\text{п.н}}$ — начальное переходное сопротивление «трубопровод—грунт», принимается равным 10 тыс. Ом·м^2; β — показатель скорости старения покрытия, принимает значения 0,116—0,133 1/год; для ориентировочных расчетов β следует принимать рав-

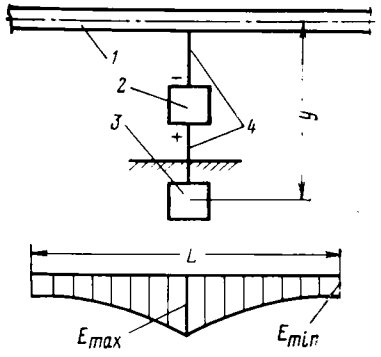


Рис. 58. Принципиальная схема катодной защиты:
1 — трубопровод; *2* — катодная станция; *3* — анодное заземление; *4* — соединительные провода

ным 0,125 1/год; $t_{н.с}$ — нормативный срок эксплуатации устройств катодной защиты,

$$t_{н.с} = \frac{100}{\sigma_1}, \qquad (9.3)$$

σ_1 — норма амортизационных отчислений, идущая на полное восстановление основных фондов, принимается равной 10,5%/год.

3. Среднее значение переходного сопротивления «трубопровод — грунт»

$$R_{п.ср} = \frac{R_{п.н}}{\beta t_{н.с}} [1 - \exp(-\beta t_{н.с})]. \qquad (9.4)$$

4. Сопротивление изоляции трубопровода на единице длины

$$R_{из}(t_{н.с}) = \frac{R_п(t_{н.с})}{\pi D_н}; \qquad (9.5)$$

$$R_{из.ср} = \frac{R_{п.ср}}{\pi D_н}, \qquad (9.6)$$

где $D_н$ — наружный диаметр трубопровода.

5. Продольное сопротивление единицы длины трубопровода

$$R_т = \frac{\rho_t}{\pi (D_н - \delta)\delta}, \qquad (9.7)$$

где ρ_t — удельное электрическое сопротивление трубной стали (табл. 29); если марка неизвестна, $\rho_t = 0{,}245$ Ом·мм²/м; δ — толщина стенки трубопровода.

Таблица 29

Удельное сопротивление трубных сталей

Марка трубной стали	ρ_t, Ом·мм²/м	Марка трубной стали	ρ_t, Ом·мм²/м
17ГС	0,247	18Г2САФ	0,266
17Г2СФ	0,245	18ХГ2САФ	0,260
0,8Г2СФ	0,243	15ГСТЮ	0,281
18Г2	0,218	СГ3	0,218

6. Входное сопротивление трубопровода среднее за нормативный срок эксплуатации катодной установки

$$Z_{ср} = \frac{\sqrt{R_т R_{из.ср}}}{2}, \qquad (9.8)$$

к концу нормативного срока

$$Z_к = \frac{\sqrt{R_т R_{из}(t_{н.с})}}{2}. \qquad (9.9)$$

7. Постоянная распределения потенциалов и токов вдоль трубопровода к концу нормативного срока эксплуатации катодных установок

$$\alpha = \sqrt{\frac{R_т}{R_{из}(t_{н.с})}}. \qquad (9.10)$$

8. Задавшись удалением анодного заземления y от магистрального трубопровода, определяем:

а) коэффициент, учитывающий влияние смежной СКЗ,

$$K_в = \frac{1}{1+\sqrt{1-\left(\frac{E_{min}}{E_{max}}\right)^2 \frac{2\pi Z_к y + \rho_{ср.г}}{2\pi Z_к y}}}, \qquad (9.11)$$

где E_{max}, E_{min} — соответственно максимальный и минимальный защитный потенциал, измеренный по отношению к медно-сульфатному электроду сравнения; расчетные значения потенциалов для изолированных стальных трубопроводов принимаются

$$E_{max} = 1{,}1 - 0{,}55 = 0{,}55 \text{ В};$$
$$E_{min} = 0{,}85 - 0{,}55 = 0{,}30 \text{ В};$$

б) протяженность зоны защиты трубопровода одной СКЗ к концу нормативного срока эксплуатации катодных установок

$$L = \frac{2}{\alpha} \ln\left[\frac{2\pi Z_к y}{K_в \frac{E_{min}}{E_{max}}(2\pi Z_к y + \rho_{ср.г})}\right]; \qquad (9.12)$$

в) среднее значение силы тока нагрузки СКЗ при $Z = Z_{ср}$

$$I_{др.ср} = \frac{E_{max}}{Z\left[1 + 2\exp(-\alpha L) + \frac{\rho_{ср.г}}{2\pi y}\right]}; \qquad (9.13)$$

г) сопротивление растеканию тока с одиночного электрода

$$R_1 = \frac{\rho_{ср.г}}{2\pi l_а}\left[\ln\frac{2l_а}{d_а} + \frac{1}{2}\ln\frac{4h + l_а}{4h - l_а} + \frac{\rho_а}{\rho_г}\ln\frac{d_а}{d}\right], \qquad (9.14)$$

где d, $d_а$, $l_а$ — соответственно диаметр электрода, диаметр и длина засыпки (табл. 30); h — расстояние от поверхности земли до середины электрода; $\rho_а$ — удельное сопротивление засыпки;

д) оптимальное число электродов анодного заземления

$$n = I_{др.ср}\sqrt{\frac{R_1 C_э \eta_н \tau}{1000(\varepsilon + \sigma) c_а \eta \eta_в}}, \qquad (9.15)$$

Техническая характеристика комплектных анодных заземлите

Тип	Материал электрода	Размеры, мм				Масса, кг		Электрохимический эквивалент, кг/А·год*	
		Электрод		Общие					
		Диаметр	Длина	Диаметр	Длина	Электрод	Общая		
АК-1	Сталь	50	1400	185	1420	21	60	1	Для болот =20 Ом·м)
АК-3	Железо-кремниевый	40	1400	185	1420	12	53	0,12	Для болот =200 Ом·м)
АК-1Г	То же	68	1400	225	1700	41	90	0,12	Для глуби
АК-2Г	»	40	1400	150	1700	12	60	0,12	То же
ЗЖК-12-КА	»	30	1400	185	1425	8	40	0,12	Для малов
ЗЖК-41г-КА	»	68	1400	240	1700	41	100	0,12	Для глуби
АКЦ	Сталь	50	1700	150×150	—	26	—	1	Для грунт

* Средняя скорость растворения при анодной плотности тока 8 А/м².

где $c_э$ — стоимость электроэнергии; $\eta_н$ — коэффициент использования электродов; τ — время работы СКЗ в году; $\varepsilon+\sigma$ — норма амортизационных отчислений; $c_а$ — стоимость установки одного электрода; η — КПД катодной установки; $\eta_в$ — коэффициент экранирования электродов при выбранном расстоянии между ними (табл. 31);

Таблица 31

Коэффициенты экранирования вертикальных трубчатых заземлителей, размещенных в ряд, без учета влияния соединительной полосы

Число труб	Отношение расстояния между трубами к длине трубы		
	$\frac{a}{l}=1$	$\frac{a}{l}=2$	$\frac{a}{l}=3$
2	0,84—0,87	0,9—0,92	0,93—0,95
3	0,76—0,8	0,85—0,88	0,9—0,92
5	0,67—0,72	0,79—0,83	0,85—0,88
10	0,56—0,62	0,72—0,77	0,79—0,83
15	0,51—0,56	0,66—0,73	0,76—08
20	0,47—0,5	0,65—0,7	0,74—0,79
50	0,38—0,43	0,56—0,63	0,68—0,74

Примечание. Наименьшие значения $h_в$ соответствуют l/d—20, наибольшие—l/d=68, где d—диаметр заземлителя.

е) сопротивление растеканию тока с анодного заземления

$$R_а = \frac{R_1}{n\eta_в}, \tag{9.16}$$

ж) оптимальная плотность тока в дренажной линии

$$j_{опт} = 31{,}6\sqrt{\frac{(\varepsilon+\sigma)\,c_1\eta}{c_э\rho_{пр}\tau}}, \tag{9.17}$$

где $\rho_{пр}$ — удельное сопротивление материала проводов, принимаемое 0,029 Ом·мм²/м; c_1 — стоимость прокладки дренажной линии (c_1=0,01 руб/м·мм²);

з) оптимальное сечение дренажного провода

$$S_{пр} = \frac{I_{др.ср}}{j_{опт}}; \tag{9.18}$$

и) сопротивление дренажной линии

$$R_{пр} = \rho_{пр}\frac{l_{пр}}{S_{пр}}, \tag{9.19}$$

где $l_{пр}$ — длина проводника;

к) среднее значение напряжения на выходных контактах СКЗ

$$\Delta E = I_{др.ср}R_{к.з} = \Delta E_а + \Delta E_{пр} + \Delta E_к, \tag{9.20}$$

где

$$\Delta E_{\text{а}} = I_{\text{др.ср}} R_{\text{а}}; \quad \Delta E_{\text{пр}} = I_{\text{др.ср}} R_{\text{пр}}; \quad \Delta E_{\text{к}} = I_{\text{др.ср}} R_{\text{к}} = \\ = | E_{\text{шах}} - E_{\text{min}} | ;$$

л) среднее значение потребляемой мощности СКЗ

$$P = I_{\text{др.ср}} \Delta E, \tag{9.21}$$

В зависимости от величины ΔE и P подбирается соответствующая марка СКЗ [1];

м) экономические показатели катодной защиты:

стоимость анодного заземления

$$K_{\text{а}} = c_{\text{а}} n, \tag{9.22}$$

стоимость опор воздушной линии

$$K_{\text{оп}} = 2c_{\text{к.о}} + \left(\frac{y}{50} - 1\right) c_{\text{п.о}}, \tag{9.23}$$

где $c_{\text{к.о}}$ — стоимость установки одной концевой опоры ($c_{\text{к.о}}$ = =85 руб.); $c_{\text{п.о}}$ — то же, промежуточной опоры ($c_{\text{п.о}}$=25 руб.); $y/50$ — показатель, округленный до ближайшего целого числа;

стоимость провода воздушной линии

$$K_{\text{пр}} = c_{\text{пр}} l_{\text{пр}}; \tag{9.24}$$

капитальные затраты на одну СКЗ

$$K_{\text{з}} = K_{\text{а}} + K_{\text{о.п}} + K_{\text{пр}} + K_{\text{о}}, \tag{9.25}$$

где $K_{\text{о}}$ — стоимость оборудования катодных станций, включая стоимость строительных и монтажных работ, принимается для КСС-300 — 320 руб.; КСС-600 — 380 руб.; КСС-1200 — 530 руб.;

стоимость электроэнергии при работе одной СКЗ

$$Э_{\text{л}} = c_{\text{э}} \rho \tau / 1000; \tag{9.26}$$

удельные приведенные расходы

$$\frac{П}{L} = \frac{Э_{\text{л}} + (\varepsilon + \sigma) K_{\text{з}}}{L}. \tag{9.27}$$

9. Максимальная сила тока нагрузки СКЗ при $Z = Z_{\text{к}}$

$$I_{\text{др max}} = \frac{E_{\text{max}}}{Z_{\text{к}} \left[1 + 2 \exp(-\alpha L) + \frac{\rho_{\text{ср.г}}}{2\pi y}\right]}. \tag{9.28}$$

10. Срок службы анодного заземления

$$T = \frac{G \eta_{\text{и}}}{q I_{\text{др.ср}}}, \tag{9.29}$$

где G — общий вес рабочих электродов заземлений; $\eta_{\text{и}}$ — коэффициент использования электродов ($\eta_{\text{и}}$=0,95); q — электрохимический эквивалент материала электродов.

11. Общее число СКЗ

$$N = \frac{L_{общ}}{L}. \qquad (9.30)$$

Пример. Определить оптимальные параметры катодной защиты магистрального нефтепровода диаметром $D_н = 720$ мм с толщиной стенки $\delta = 10$ мм, протяженностью $L_{общ} = 800$ км. Нефтепровод проектируется проложить по местности, характеризующейся следующим значением удельного электросопротивления грунта по участкам:

$l_i/L_{общ}$	0,1	0,3	0,4	0,1	0,1
ρ_i, Ом·м	150	70	50	20	10

Анодное заземление установок катодной защиты проектируется выполнить из вертикальных упакованных электродов типа ЗЖК-12-КА; начальное переходное сопротивление «трубопровод—грунт» $R_{н.п} = 10^4$ Ом·м^2. Средняя стоимость электроэнергии $c_э = 0{,}02$ руб/кВт·ч.

По (9.1)

$$\rho_{ср.г} = 150 \cdot 0{,}1 + 70 \cdot 0{,}3 + 50 \cdot 0{,}4 + 20 \cdot 0{,}1 + 10 \cdot 0{,}1 = 59 \text{ Ом·м}.$$

По (9.3)

$$t_{н.с} = \frac{100}{10{,}5} = 9{,}5 \text{ лет}.$$

По (9.2)

$$R_п(t_{н.с}) = 10^4 \exp(-0{,}125 \cdot 9{,}5) = 3050 \text{ Ом·м}^2.$$

По (9.4)

$$R_{п.ср} = \frac{10^4}{0{,}125 \cdot 9{,}5}[1 - \exp(-0{,}125 \cdot 9{,}5)] = 5970 \text{ Ом·м}^2.$$

По (9.5)

$$R_{из}(t_{н.с}) = \frac{3050}{\pi 0{,}72} = 1350 \text{ Ом·м}.$$

По (9.6)

$$R_{из.ср} = \frac{5970}{\pi 0{,}72} = 2640 \text{ Ом·м}.$$

По (9.7)

$$R_т = \frac{0{,}245 \cdot 10^{-6}}{\pi 0{,}711 \cdot 0{,}009} = 12{,}2 \cdot 10^{-6} \text{ Ом/м}.$$

По (9.8)

$$Z_{ср} = \frac{\sqrt{12{,}2 \cdot 10^{-6} \cdot 2640}}{2} = 0{,}0892 \text{ Ом}.$$

По (9.9)

$$Z_к = \frac{\sqrt{12{,}2 \cdot 10^{-6} \cdot 1350}}{2} = 0{,}064 \text{ Ом}.$$

По (9.10)

$$\alpha = \sqrt{\frac{12{,}2 \cdot 10^{-6}}{1350}} = 0{,}95 \cdot 10^{-4} \text{ 1/м}.$$

Принимаем удаления анодного заземления y от магистрального трубопровода по вариантам:

Вариант	1	2	3	4	5	6	7
y, м	100	150	200	250	300	400	550

Для варианта 5 $y=300$ м.
По (9.11)

$$K_в = \frac{1}{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{0{,}3}{0{,}55}\right)^2 \frac{2\pi 0{,}064 \cdot 300 + 59}{2\pi \cdot 0{,}064 \cdot 300}}} = 0{,}574.$$

По (9.12)

$$L = \frac{2}{0{,}95} 10^4 \cdot 2{,}3 \lg \frac{2\pi 0{,}064 \cdot 300}{0{,}574 \frac{0{,}3}{0{,}55} (2\pi 0{,}064 \cdot 300 + 59)} = 16\,070 \text{ м}.$$

По (9.13)

$$I_{др.ср} = \frac{0{,}55}{0{,}0892 \left[1 + 2 \exp(-0{,}95 \cdot 10^{-4} \cdot 16\,070) + \frac{59}{2\pi 300}\right]} = 3{,}45 \text{ А}.$$

По (9.14), принимая для электродов ЭЖК-12-КА $d_а = 0{,}185$ м; $d=0{,}03$ м; $l_а=1{,}425$ м; $h=2{,}2$ м; $\rho_а=0{,}2$ Ом·м,

$$R_1 = \frac{59 \cdot 2{,}3}{2\pi 1{,}425} \left[\lg \frac{2 \cdot 1{,}425}{0{,}185} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2{,}2 + 1{,}425}{4 \cdot 2{,}2 - 1{,}425} + \right.$$

$$\left. + \frac{0{,}2}{59} \lg \frac{0{,}185}{0{,}03}\right] = 19{,}2 \text{ Ом}.$$

По (9.15), принимая $c_а=25$ руб.; $\eta=0{,}7$; $\eta_н=0{,}95$; $\eta_в=0{,}8$; $\tau=8760$ ч; $\varepsilon+\sigma=0{,}12+0{,}148=0{,}268$ 1/год,

$$n = 3{,}45 \sqrt{\frac{19{,}2 \cdot 0{,}02 \cdot 0{,}95 \cdot 8760}{1000 \cdot 0{,}268 \cdot 25 \cdot 0{,}7 \cdot 0{,}8}} = 3{,}15.$$

Принимаем $n=3$.
По (9.16)

$$R_а = \frac{19{,}2}{3 \cdot 0{,}8} = 8 \text{ Ом}.$$

По (9.17)

$$j_{\text{опт}} = 31{,}6\sqrt{\frac{0{,}268\cdot 0{,}01\cdot 0{,}7}{0{,}02\cdot 0{,}029\cdot 8760}} = 0{,}61 \text{ А/м}^2.$$

По (9.18)

$$S_{\text{пр}} = \frac{3{,}45}{0{,}61} = 5{,}65 \text{ мм}^2.$$

Принимаем алюминиевый провод А1×16 ($S_{\text{пр}}=16$ мм^2).
По (9.19)

$$R_{\text{пр}} = 0{,}029\,\frac{300}{16} = 0{,}54 \text{ Ом}.$$

По (9.20)

$$\Delta E = 3{,}45\cdot 8 + 3{,}45\cdot 0{,}54 + (0{,}55 - 0{,}3) = 29{,}75 \text{ В}.$$

По (9.21)

$$P = 3{,}45\cdot 29{,}75 = 103 \text{ Вт}.$$

По потребной мощности СКЗ и напряжению на выходных контактах выбираем катодную станцию типа КСС-300 ($K_{\text{о}}=320$ руб.).
По (9.22)

$$K_{\text{а}} = 25\cdot 3 = 75 \text{ руб}.$$

По (9.23)

$$K_{\text{оп}} = 2\cdot 85 + \left(\frac{300}{50} - 1\right)25 = 295 \text{ руб}.$$

По (9.24)

$$K_{\text{пр}} = (0{,}01\cdot 16 + 1{,}3)\,300 = 438 \text{ руб}.$$

По (9.25)

$$K_{\text{з}} = 75 + 295 + 438 + 320 = 1128 \text{ руб}.$$

По (9.26)

$$Э_{\text{л}} = 0{,}02\,\frac{103}{1000}\,8760 = 18 \text{ руб/год}.$$

По (9.27)

$$\frac{П}{L} = \frac{18 + 0{,}268\cdot 1128}{16{,}07} = 20{,}5 \text{ руб/км}\cdot\text{год}.$$

Результаты расчета по остальным вариантам сведены в табл. 32.

Зависимость $П/L=f(y)$ изображена на рис. 59, по которому определяется оптимальное удаление анодного заземления от трубопровода $y=265$ м. Для выбранного значения удаления

Таблица 32

Результаты расчета параметров катодной защиты магистрального трубопровода

Параметр	Номер варианта						
	1	2	3	4	5	6	7
y, м	100	150	200	250	300	400	550
$K_в$	0,66	0,61	0,594	0,58	0,574	0,566	0,559
L, км	2,38	8,73	12,1	14,4	16,07	18	20
$I_{др.\ ср}$, А	1,68	2,38	2,35	3,2	3,45	3,8	4,15
n	1,54	2,18	2,61	2,97	3,15	3,5	3,82
$n_{окр}$	2	2	3	3	3	4	4
$R_а$, Ом	12	12	8	8	8	6	6
$S_{пр}$, мм²	16	16	16	16	16	16	16
$R_{пр}$, Ом	0,18	0,29	0,36	0,45	0,54	0,72	0,99
$\Delta E_{ср}$, В	20,75	20	24,1	27,6	29,75	25,75	29,25
$P_{ср}$, Вт	35	48	69	90	103	98	120
$Э_л$, руб/год	8,75	11,9	16,1	21,4	25,6	24,5	30
$K_а$, руб.	50	50	75	75	75	100	100
$K_л$, руб.	341	414	527	625	733	929	1223
$K_{оп}$, руб.	320	320	320	320	320	320	320
$П/L$, руб/км·год	84,8	26,25	21,7	20,4	20,5	21,4	22

анодного заземления от трубопровода определяются все параметры по изложенной методике:

$K_в$	L, км	$I_{др.ср}$, А	n	$R_а$, Ом	$R_{пр}$, Ом	$\Delta E_{ср}$, В	$P_{ср}$, Вт
0,578	15	3,45	3	8	0,48	29,5	102

$K_а$, руб.	$K_л$, руб.	$K_{оп}$, руб.	$K_з$, руб.	$Э_л$, руб/год	$П$, руб/год	$П/L$, руб/км·год
75	647	320	1042	25,3	305	20,3

Результаты расчета подтверждают, что $y=265$ м соответствуют минимальные удельные приведенные расходы на сооружение и эксплуатацию системы катодной защиты магистрального трубопровода $П/L=20{,}3$ руб/км·год.

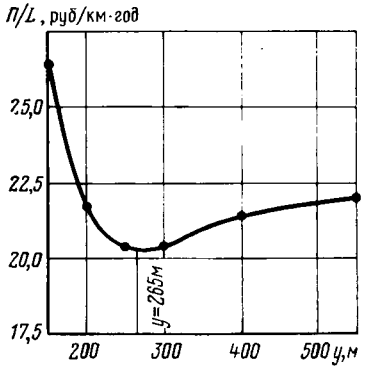


Рис. 59. Зависимость приведенных затрат на защиту 1 км трубопровода от удаления анодного заземления от трубопровода

По (9.28)

$$I_{\text{др. max}} = \frac{0{,}55}{0{,}064\left[1 + 2\exp\left(-0{,}95 \cdot 10^{-4} \cdot 15\,000\right) + \frac{59}{2\pi 265}\right]} = 4{,}8 \text{ А}.$$

По (9.20)

$$\Delta E_{\max} = 4{,}8\,(8 + 0{,}48) + 0{,}25 = 40{,}6 \text{ В}.$$

По (9.21)

$$P_{\max} = 4{,}8 \cdot 40{,}6 = 195 \text{ Вт}.$$

По [1], руководствуясь полученными значениями $P_{\max}$ и $\Delta E_{\max}$, выбираем тип СКЗ — СКСУ-300/48.

По (9.29)

$$T = \frac{8 \cdot 3 \cdot 0{,}95}{0{,}12 \cdot 3{,}45} = 55 \text{ лет},$$

здесь $8 \cdot 3$ — общий вес всех электродов, кгс; 3,45 — среднее значение силы тока нагрузки СКЗ; 0,12 — электрохимический эквивалент железокремнистого чугуна в коксовой засыпке; 0,95 — коэффициент использования электродов.

По (9.30)

$$N = 800/15 = 53{,}3.$$

Принимаем $N = 54$.

§ 36. Расчет основных параметров протекторной защиты

Протекторная защита относится к электрохимическому виду защиты трубопровода от коррозии и основана на принципе работы гальванического элемента. Она автономна, благодаря чему может использоваться в районах, где отсутствуют источники электроэнергии.

При расчете протекторной установки определяются следующие параметры: сопротивление и сила тока протектора, сила тока, необходимая для защиты 1 км трубопровода, число протекторов на 1 км трубопровода, расстояние между протекторами и их срок службы.

Принципиальная схема протекторной защиты изображена на рис. 60.

Порядок расчета основных параметров протекторной защиты следующий.

1. Сопротивление растеканию тока с протекторной установки

$$R_{\text{п}} = \frac{0{,}366\rho_{\text{г}}}{l_{\text{а}} N \eta_{\text{э}}}\left(\lg\frac{2l_{\text{а}}}{d_{\text{а}}} + \frac{1}{2}\lg\frac{4h + l_{\text{а}}}{4h - l_{\text{а}}} + \frac{\rho_{\text{а}}}{\rho_{\text{г}}}\lg\frac{d_{\text{а}}}{d_{\text{п}}}\right), \quad (9.31)$$

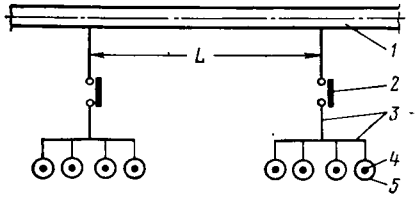


Рис. 60. Принципиальная схема протекторной защиты:

1 — трубопровод; *2* — контрольно-измерительная колонна; *3* — соединительные провода; *4* — протектор; *5* — активатор

где $\rho_г$ — удельное сопротивление грунта, окружающего протектор; $\rho_а$ — удельное сопротивление активатора; $d_а$, $l_а$ — соответственно диаметр и высота столба активатора, окружающего протектор; $d_п$ — диаметр протектора; h — глубина установки протектора (от поверхности земли до середины протектора); N — число протекторов в группе; $\eta_э$ — коэффициент, учитывающий взаимное экранирование вертикальных протекторов в группе.

2. Задаются потенциалами:

$E_п$ — потенциал протектора до подключения его к трубопроводу; для магниевых протекторов $E_п = -1{,}6$ В; $E_{защ\,min}$ — защитный минимальный потенциал, $E_{защ\,min} = -0{,}85$ В; $E_{ест}$ — естественный потенциал трубопровода до включения защиты; $E_{ест} = -0{,}55$ В.

3. Протяженность защитной зоны протекторной установки

$$L = \frac{R_{из}}{R_п}\left(\frac{E_п}{E_{защ\,min}} - 1\right). \qquad (9.32)$$

4. Сила тока протекторной установки

$$I_п = \frac{E_{защ\,min} - E_{ест}}{R_п}\left(1 - \frac{E_{защ\,min}}{E_п}\right). \qquad (9.33)$$

5. Анодная плотность тока

$$j_а = \frac{1000 I_п}{N\left(\pi d_п l_п + 2 \cdot 0{,}785 d_п^2\right)}, \qquad (9.34)$$

здесь размеры протектора $d_п$ и $l_п$ подставляются в дециметрах.

6. Срок службы протекторной установки

$$T = \frac{G \eta_и \eta_п}{q I_п}, \qquad (9.35)$$

где G — вес протекторной установки; q — теоретический электрохимический эквивалент материала протектора (для магниевых протекторов $q = 3{,}95$ кг/А · год); $\eta_и$ — коэффициент использования протектора ($\eta_и = 0{,}95$); $\eta_п$ — КПД протектора, зависящий от анодной плотности тока:

$j_а$, мА/дм²	6	12	18	24	30	36	42	48
$\eta_п$	0,51	0,54	0,55	0,56	0,575	0,585	0,592	0,6

Техническая характеристика комплектных протекторов ПМ-У приведена в табл. 33 [1].

Таблица 33

Техническая характеристика комплектных протекторов ПМ-У

Тип протектора	Размеры, мм					Масса, кг	
	Электрод			Общие		Электрод	Общая
	Высота	В плане	Условный диаметр	Высота	Диаметр		
ПМ-5У	500	75×100	95	580	165	5	16
ПМ-10У	600	100×130	100	700	200	10	30
ПМ-20У	610	155×175	150	710	270	20	60

Пример. Определить протяженность защитной зоны протекторной установки (5 протекторов типа ПМ-5У), подключенной к магистральному трубопроводу диаметром 1020 мм, уложенному в грунт с удельным сопротивлением 20 Ом·м. Трубопровод имеет изоляционное покрытие с переходным сопротивлением $R_{\text{п.ср}}=1000$ Ом·м^2.

Протекторы установлены на глубине $h=2$ м на расстоянии $a=5$ м друг от друга в группе ($\eta_э=0{,}525$).

По (9.6)

$$R_{\text{из}}=\frac{1000}{\pi 1{,}02}=313\ \text{Ом·м}.$$

По (9.31)

$$R_{\text{п}}=\frac{0{,}366\cdot 20}{0{,}58\cdot 5\cdot 0{,}525}\left(\lg\frac{2\cdot 0{,}58}{0{,}165}+\frac{1}{2}\lg\frac{4\cdot 2{,}0+0{,}58}{4\cdot 2{,}0-0{,}58}+\right.$$
$$\left.+\frac{0{,}2}{20}\lg\frac{0{,}165}{0{,}095}\right)=3{,}28\ \text{Ом}.$$

Принимаем $E_{\text{п}}=-1{,}6$ В; $E_{\text{защ min}}=-0{,}85$ В; $E_{\text{ест}}=-0{,}55$ В.

По (9.32)

$$L=\frac{313}{3{,}28}\left(\frac{1{,}6}{0{,}85}-1\right)=84\ \text{м}.$$

По (9.33)

$$I_{\text{п}}=\frac{0{,}85-0{,}55}{3{,}28}\left(1-\frac{0{,}85}{1{,}6}\right)=0{,}43\ \text{А}.$$

По (9.34)

$$j_{\text{а}}=\frac{0{,}43\cdot 1000}{5\,(\pi\cdot 0{,}95\cdot 5{,}8+2\cdot 0{,}785\cdot 0{,}95^2)}=53\ \text{мА/дм}^2,$$

$j_{\text{а}}=53$ мА/дм^2; $\eta_{\text{п}}=0{,}6$.

По (9.35)

$$T=\frac{5\cdot 5\cdot 0{,}95\cdot 0{,}6}{3{,}95\cdot 0{,}43}=8{,}4\ \text{года}.$$

§ 37. Расчет основных параметров электродренажной защиты

Значительную опасность для магистральных трубопроводов представляют блуждающие токи электрифицированных железных дорог, которые в случае отсутствия защиты трубопровода вызывают интенсивное коррозионное разрушение в анодных

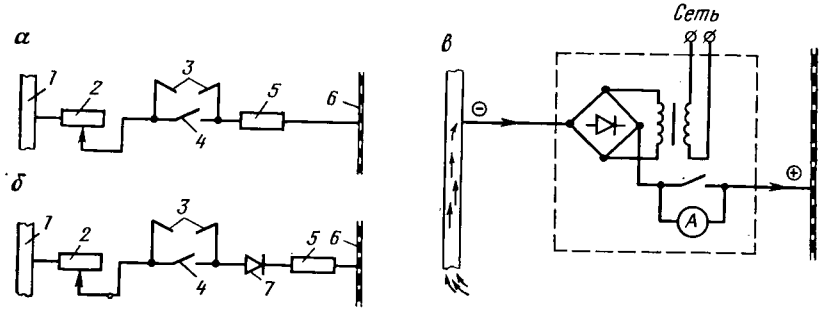


Рис. 61. Принципиальные схемы электрического дренажа:

а — прямой; *б* — поляризованный; *в* — усиленный; *1* — трубопровод; *2* — переменное сопротивление; *3* — клеммы для подключения шунта амперметра; *4* — выключатель; *5* — плавкий предохранитель; *6* — рельс электрифицированной дороги; *7* — выпрямитель

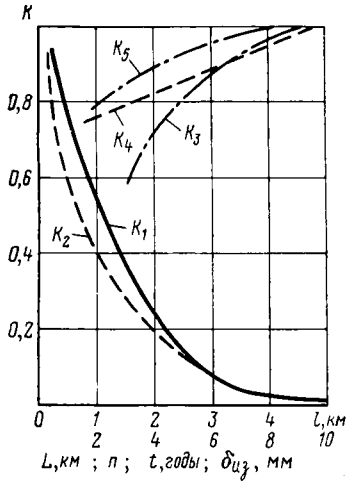


Рис. 62. Кривые коэффициентов корреляции дренажного тока

зонах. Наиболее эффективным способом защиты от блуждающих токов является электродренажная защита (прямой, поляризованный и усиленные автоматические дренажи, принципиальные схемы изображены на рис. 61). Характеристики электродренажных установок приведены в [1].

При осуществлении дренажной защиты необходимо выбрать место установки электродренажа и определить сечение дренаж-

ного кабеля. Сечение дренажного кабеля поляризованной дренажной установки

$$S = \frac{I_д \rho L}{\Delta U}, \tag{9.36}$$

где $I_д$ — дренажный ток; ρ — удельное сопротивление материала кабеля; L — длина дренажного кабеля; ΔU — допустимое падение напряжения в дренажной цепи.

Максимальный дренажный ток

$$I_д = I_т K_1 K_2 K_3 K_4 K_5 0{,}2, \tag{9.37}$$

где $I_т$ — ток нагрузки тяговой подстанции; K_1, K_2, ..., K_5 — коэффициенты корреляции дренажного тока, учитывающие соответственно расстояние L между трубопроводом и электрифицированной железной дорогой, расстояние l от места пересечения трубопроводом электрифицированной железной дороги и тяговой подстанции, изоляционное покрытие $\delta_{из}$ трубопроводов, время t укладки трубопроводов и число n параллельно уложенных трубопроводов (рис. 62).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Бородавкин П. П., Березин В. Л.* Сооружение магистральных трубопроводов. М., Недра, 1977.

2. *Бородавкин П. П.* Механика грунтов в трубопроводном строительстве. М., Недра, 1976.

3. *Бородавкин П. П.* Подземные трубопроводы. М., Недра, 1973.

4. *Бородавкин П. П., Таран В. Д.* Трубопроводы в сложных условиях. М., Недра, 1968.

5. *Выбор* трасс магистральных трубопроводов. Л., Недра, 1970/ Л. А. Бабин, П. П. Бородавкин, С. Ю. Рудерман и др.

6. *Галеев В. Б., Карпачев М. З., Харламенко В. И.* Магистральные нефтепродуктопроводы. М., Недра, 1976.

7. *Губин В. Е., Новоселов В. Ф., Тугунов П. И.* Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепродуктопроводов, М., Недра, 1968.

8. *Дизенко Е. И., Новоселов В. Ф.* Типовые расчеты противокоррозионной защиты металлических сооружений нефтегазопроводов и нефтебаз. Уфа, 1977.

9. *Казакевич М. И.* Аэродинамическая устойчивость надземных и висячих трубопроводов. М., Недра, 1977.

10. *Камерштейн А. Г., Рождественский В. В., Ручимский М. Н.* Расчет трубопроводов на прочность. Справочная книга. М., Недра, 1969.

11. *Климовский Е. М.* Очистка полости и испытание магистральных и промысловых трубопроводов. М., Недра, 1972.

12. *Левин С. И.* Подводные трубопроводы. М., Недра, 1970.

13. *Петров И. П., Спиридонов В. В.* Надземная прокладка трубопроводов. М., Недра, 1973.

14. *Таран В. Д.* Сооружение магистральных трубопроводов. М., Недра, 1964.

15. *Телегин Л. Г., Карташев Г. И.* Организация строительства линейной части магистральных трубопроводов. М., Недра, 1971.

16. *Транспорт* и хранение нефти и газа. М., Недра, 1975./Тугунов П. И., Новоселов В. Ф., Абузова Ф. Ф. и др.

17. *Ясин Э. М., Черникин В. И.* Устойчивость подземных трубопроводов. М., Недра, 1968.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3

Глава 1. **Основные сведения о магистральных трубопроводах и технологии перекачки нефти и газа** 5

§ 1. Основные сведения о магистральных трубопроводах. Классификация магистральных трубопроводов 5
§ 2. Расчет технологических параметров нефтепроводов и нефтепродуктопроводов 9
§ 3. Подбор насосно-силового оборудования 13
§ 4. Графоаналитический метод расчета трубопровода, расстановка насосных станций, лупингов, вставок 15
§ 5. Гидравлический расчет газопроводов, расстановка компрессорных станций 19

Глава 2. **Выбор оптимальных трасс магистральных трубопроводов** 27

§ 6. Определение области поиска оптимальной трассы 27
§ 7. Исходная информация для определения оптимальной трассы . 30
§ 8. Выбор оптимальной трассы методом динамического программирования 32

Глава 3. **Напряженное состояние, прочность, устойчивость и перемещения подземных трубопроводов** 41

§ 9. Нагрузки и воздействия. Расчетные характеристики материалов 41
§ 10. Расчет толщины стенки трубопровода 53
§ 11. Проверка прочности и деформаций подземных и наземных трубопроводов 56
§ 12. Проверка общей устойчивости подземных трубопроводов в продольном направлении 58
§ 13. Проверка общей устойчивости наземных трубопроводов в насыпях 64
§ 14. Расчеты продольных перемещений подземных трубопроводов 69

Глава 4. **Технология строительства линейной части трубопроводов в нормальных условиях** 76

§ 15. Определение количества транспортных средств 76
§ 16. Расчет напряженного состояния трубопроводов при погрузочно-разгрузочных и транспортных работах 77
§ 17. Расчет напряженного состояния трубопровода при изоляционно-укладочных работах 78
§ 18. Расчет радиуса упругого изгиба трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях 85

Глава 5. **Трубопроводы в сложных условиях** 90

§ 19. Расчет напряженного состояния горных трубопроводов в период монтажа 90
§ 20. Расчет напряженного состояния трубопроводов, подверженных воздействию оползающих грунтов 91
§ 21. Расчет устойчивости трубопровода на болотах при различных способах балластировки 99

Глава 6. **Переходы магистральных трубопроводов через естественные и искусственные препятствия** 106

§ 22. Устойчивость подводного трубопровода 106

§ 23. Расчет подводного трубопровода в строительный период методом протаскивания 108
§ 24. Расчеты, связанные с укладкой трубопровода с поверхности воды 110
§ 25. Расчет надземных переходов без компенсации продольных деформаций 114
§ 26. Расчет надземного вантового перехода с компенсаторами . 117
§ 27. Расчет надземных трубопроводов, прокладываемых по самокомпенсирующим контурам 123
§ 28. Расчет гибкого висячего перехода 129
§ 29. Расчет арочного перехода 136
§ 30. Расчет на прочность защитного футляра (кожуха) при пересечении железных и автомобильных дорог 144

Глава 7. **Очистка внутренней полости и испытание трубопроводов** . . 151

§ 31. Выбор оборудования для очистки внутренней полости и испытания трубопроводов 151
§ 32. Определение времени заполнения трубопроводов водой или воздухом 153

Глава 8. **Организация строительства трубопроводов** 155

§ 33. Определение приведенной к нормальным условиям протяженности трассы магистрального трубопровода (по трудоемкости выполнения изоляционно-укладочных работ) 155
§ 34. Определение рационального числа линейных объектных строительных потоков 157

Глава 9. **Защита металлических трубопроводов от коррозии** . . . 159

§ 35. Расчет основных параметров катодной защиты 159
§ 36. Расчет основных параметров протекторной защиты . . . 169
§ 37. Расчет основных параметров электродренажной защиты . . 172
Список литературы 174

ИБ 3093

Лев Алексеевич Бабин, Леонид Иванович Быков,
Владимир Яковлевич Волохов

ТИПОВЫЕ РАСЧЕТЫ
ПО СООРУЖЕНИЮ ТРУБОПРОВОДОВ

Редактор издательства Н. В. Сергеева
Переплет художника А. Е. Чучканова
Художественный редактор В. В. Шутько
Технический редактор Н. В. Жидкова
Корректор Р. П. Нечаева

Сдано в набор 17.04.79. Подписано в печать 15.06.79. Т-11336. Формат 60×90¹/₁₆. Бумага кн-журн. Гарнитура литер. Печать высокая Печ. л. 11,0 Уч.-изд. л. 9,91 Тираж 7500 экз. Заказ № 307/7822—8 Цена 35 коп.

Издательство «Недра», 103633. Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.

Московская типография № 6 Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 109088, Москва, Ж-88, Южнопортовая ул., 24.