

10. Методы ремонта дефектных труб газопроводов

10.1. Ремонт свищевых повреждений

Практика эксплуатации газопроводов показывает, что одной из серьезных проблем, стоящих перед газотранспортными предприятиями отрасли, является ремонт **свищевых повреждений в стенках труб**, через которые теряются значительные объемы природного газа, что, приводит к значительному ущербу и загрязнению окружающей среды. Кроме того, сквозные дефекты в трубах являются источниками возникновения взрывов и пожаров в местах прохождения трасс газопроводов и расположения компрессорных станций. Указанные дефекты могут возникнуть в процессе изготовления труб при производстве строительного-монтажных работ (складирование и транспортировка труб, сварочно-монтажные и изоляционно-укладочные работы), а также при эксплуатации газопроводов.

В настоящее время участки газопроводов, имеющие свищевые повреждения, ремонтируются преимущественно способом врезки катушек [15], что связано с большими материальными и трудовыми затратами.

Таким образом, методы и средства ремонта свищевых повреждений должны обеспечивать:

- ✓ безопасность при проведении ремонтных работ;
- ✓ технологичность работ по ликвидации свищевых повреждений;
- ✓ простоту изготовления и низкую стоимость устройств;
- ✓ экологичность.

Проведенный анализ методов и средств ликвидации свищевых повреждений позволил выявить и детально рассмотреть наиболее перспективные технологии проведения ремонтных работ при ликвидации сквозных дефектов [59].

*Возможны два варианта ликвидации свищевых повреждений – **снаружи и изнутри**.*

*Ликвидация сквозных локальных дефектов газопровода без остановки перекачки продукта **снаружи** технически проще, чем **изнутри**, т.к. значительно упрощается определение местоположения дефекта, доставка средств ремонта и имеется возможность установки на трубу различных пространственных конструкций.*

*Простейшим способом ликвидации свищей небольшого диаметра (порядка 1÷3 мм) является **зачеканивание отверстия свища пластичным металлом** (свинцом, медью) с помощью омедненного инструмента.*

Основные недостатки этого способа: большая опасность, связанная с нанесением ударных нагрузок и недостаточная надежность по причине возможной разгерметизации.

Простейшими устройствами для устранения небольших утечек газа из газопроводов через свищи, трещины, пробойны и т.п. дефекты являются

устройства типа хомутов, струбцин, прижимов, обеспечивающих плотное и герметичное перекрытие мест утечек и уплотняющих прилегающие зоны трубопровода с помощью эластичных прокладок, пластырей, подкладок.

Известно техническое решение, представляющее собой устройство для укрепления и уплотнения участка трубопровода с применением укрепляющего элемента в виде металлической накладки, устанавливаемой на дефектный участок поверхности трубопровода и прижимается удерживающими хомутами. Накладка имеет специальные штуцеры для ввода уплотняющего вещества. Штуцеры расположены вдоль краев накладки и имеют сквозные каналы для пропуска уплотняющего вещества в уплотняющую камеру. Уплотняющая камера представляет собой сплошной желоб, проходящий вдоль краев накладки, соединяя между собой отверстия сквозных каналов. Уплотняющее вещество в уплотняющей камере для увеличения прочности может армироваться, например, сеткой из «тянутого» металла.

Подобные герметизирующие накладки сами по себе не применимы на газопроводе, работающем под давлением, т.к. для затвердевания уплотняющего вещества необходимо какое-то время, в противном случае, уплотняющее вещество будет выдавлено и не даст нужного эффекта. Поэтому данное устройство требует доработки в плане разделения во времени процесса затвердевания герметизирующего вещества под накладкой и достижения полной герметизации отверстия в трубопроводе. Такое разделение по времени может обеспечить, например, специальный патрубок с краном, который приваривается к накладке посередине, над самым свищем. Пока происходит отвердевание герметизирующего вещества, кран должен быть открыт, и пропускать газ, не создавая напряжений, открывающих накладку. После отвердевания герметизирующего вещества кран должен быть закрыт, и выход газа будет полностью прекращен.

При применении метода магнитов на свищи в теле трубы устанавливаются специальные бруски-магниты, которые способны выдерживать давление газа в данном месте. Бруски-магниты должны иметь уплотняющие прокладки или устанавливаться с нанесением слоя уплотняющего вещества.

При применении каучуковых уплотнителей на свищи накладывается каучуковая пробка, которая с помощью банджа вдавливается в отверстие свища. Через определенное время каучуковый состав затвердевает, обеспечивая достаточную плотность.

Американской фирмой «*Plidco*» разработаны устройства, позволяющие произвести надежную герметизацию локальных свищевых повреждений для их последующего ремонта на действующих газопроводах. К ним относятся:

- ✓ разборная ремонтная муфта, предназначенная для постоянного ремонт-

ного соединения, работающего под давлением. После прекращения выхода газа для повышения надежности возможна приварка муфты;

- ✓ ремонтная трубная муфта, которая позволяет остановить утечки газа через отверстия, вызванные питтинговой коррозией. Характерной особенностью этой муфты является патентованный центрирующий штифт, который направляет вершину конуса из каучука в отверстие свища. Прижимным винтом создается усилие, прижимающее конус к месту свища. После устранения утечки место уплотнения накрывается прочным колпаком и приваривается.

Общим признаком, характеризующим тип устройств для ликвидации свищей изнутри, является то, что они перемещаются внутри трубопровода в потоке перекачиваемого продукта, останавливаются, реагируя на свищ или иное повреждение, фиксируются на стенках трубы и герметизируют место повреждения, предотвращая утечку и позволяя производить ремонтные работы.

Типичным представителем таких устройств является следующая конструкция: поршень, имеющий полый конус с установленными по концам его внешней поверхности уплотнениями, между которыми в стенке корпуса имеется отверстие и запирающее его в отверстие, выполненное в виде подпружиненной втулки. При прохождении устройства над местом утечки давление в пространстве между кольцевыми ободами падает, в результате чего кольцевые ободы прижимаются давлением газа к стенке трубопровода. Устройство останавливается над местом утечки и тем самым перекрывает его, после чего можно произвести восстановление герметичности стенки трубы.

Оригинально решен вопрос срабатывания запорного органа в устройстве для временного перекрытия течи в действующем трубопроводе. Повышение надежности его срабатывания осуществляется за счет того, что в средней части корпуса выполнены сквозные окна, а запорный орган выполнен в виде охватывающего корпус и закрепленного по его концам гибкого эластичного рукава с подвижными в радиальном направлении клиновидными элементами, выступающими через окна в корпусе.

При прохождении над местом течи в кольцевой полости между трубопроводом и корпусом с манжетой происходит быстрое падение давления, и гибкий эластичный рукав под действием давления в трубопроводе прижимается к его стенке оттягивая за собой клиновидные элементы. В результате этого перепад давления в трубопроводе резко уменьшается и, за счет трения, манжет о стенки трубопровода устройство останавливается. После устранения утечки и выравнивания давления в кольцевой полости и полости корпуса рукав вместе с клиновидными элементами возвращается в исходное положение, восстанавливается перепад давления, который перемещает устройство по трубопроводу.

Одним из важных вопросов в разработке конструкций подобных устройств является надежная фиксация запорного устройства в трубопроводе.

Представляет интерес устройство для аварийного перекрытия трубопровода в случае возникновения утечек, представляющее собой цилиндрическую пружину, заключенную в оболочку из пластичного материала. При закручивании пружины ее наружный диаметр и, следовательно, диаметр оболочки уменьшается. Наружный диаметр полностью разгруженной (незакрученной) пружины несколько больше внутреннего диаметра трубопровода. Внутри пружины помещен привод, осуществляющий вращение концов пружины навстречу друг другу вокруг оси ее образующего цилиндра. Запорное устройство вводится в трубопровод при включенном приводе, когда наружный диаметр оболочки приспособления меньше внутреннего диаметра трубопровода.

В месте, где предполагается использование устройства, привод отключается, и оболочка прижимается пружиной к трубопроводу, фиксируя устройство.

В последнее время все чаще предлагаются устройства для комплексного решения проблемы восстановительного ремонта внутренней поверхности трубопровода, когда устройства не только перекрывают трубопровод в месте повреждения, но и устраняют это повреждение. Так, например, существует устройство для устранения утечек, содержащее корпус, на котором закреплены детектор обнаружения утечки, подпружинные колеса и манжета. Вокруг колеса навит рулоном герметизирующий элемент в виде обрешиненной с одной стороны полосы из упругой пружинной стали, который удерживается от раскручивания тарельчатыми шайбами, сносными с корпусом. Эти шайбы подпружинены, и в корпусе помещен импульсный кольцевой электромагнит. При достижении места повреждения по сигналу детектора на короткий промежуток времени подключается электромагнит, притягивая тарельчатые шайбы к торцам корпуса, и освобождает герметизирующий элемент, который, распрямляясь под действием упругих сил, прижимается к внутренней стенке трубопровода, перекрывая течь.

Недостатком данного устройства является лишь то, что внутренние «заплатки» могут стать помехой при пропуске очистных устройств. Однако, в экстремальных случаях, например, при возникновении взрывоопасной обстановки от утечки газа при невозможности проведения немедленного ремонта, эта мера может оказаться единственной.

При сравнении двух методов ремонта свищевых повреждений на газопроводах наружного и внутреннего следует отметить очевидные преимущества первого, заключающегося, прежде всего в простоте используемых устройств и оснастки. Кроме того, наружный метод ремонта свищевых дефектов не требует предварительной подготовки участка трассы га-

зопровода для пропуска шаблона и дорогостоящего внутритрубного снаряда с устройством камер запуска и приема поршней.

ВНИИГАЗом в настоящее время разработан и успешно испытан ряд специальных устройств для безопасного ремонта свищевых повреждений, а также поверхностных дефектов металла труб действующих газопроводов, без остановки процесса перекачки газа.

Устройство УЗС-01

Ремонт свищевых отверстий диаметром до 14 мм, расположенных на верхней половине сечения трубы, целесообразно производить при помощи устройства для заделки свищей типа УЗС-1, конструкция которого представлена на рис. 10.1.

Устройство состоит из опорной плиты 1, упорной 2 и нажимной 3 планок, установленных на опорной плите при помощи шпилька 7 с упорной втулкой 6 и уплотнителем 8.

Для перекрытия свища собранное устройство устанавливается на поверхность трубы с таким расчетом, что шпилька 7 надетым на нее уплотнителем 8 расположилась примерно по центру свища и уплотнение перекрывало всю толщину стенки трубы. Далее, завинчиванием нажимных болтов 5 упорная и нажимная планки раздвигаются. При этом втягивается шпилька 7, конус которой разжимает уплотнение 8, тем самым, перекрывая отверстие. После перекрытия отверстия гайка 9, шпильки 7 отвинчивается и приспособление снимается.

Поверхность трубы, прилегающая к перекрытому свищевому отверстию на участке площадью не менее 200×300 мм, очищается от грязи, следов коррозии и остатков изоляции и упрочняется полимерным композиционным материалом (например, клеем «Монолит»), армированным стеклотканью.

После отвердения упрочняющего полимерного покрытия свободный конец шпильки 7 срезается, после чего восстанавливается изоляционное покрытие газопровода.

стакана, завинчивается до упора затвор 3, при этом полностью прекращается выход газа из отводного шланга.

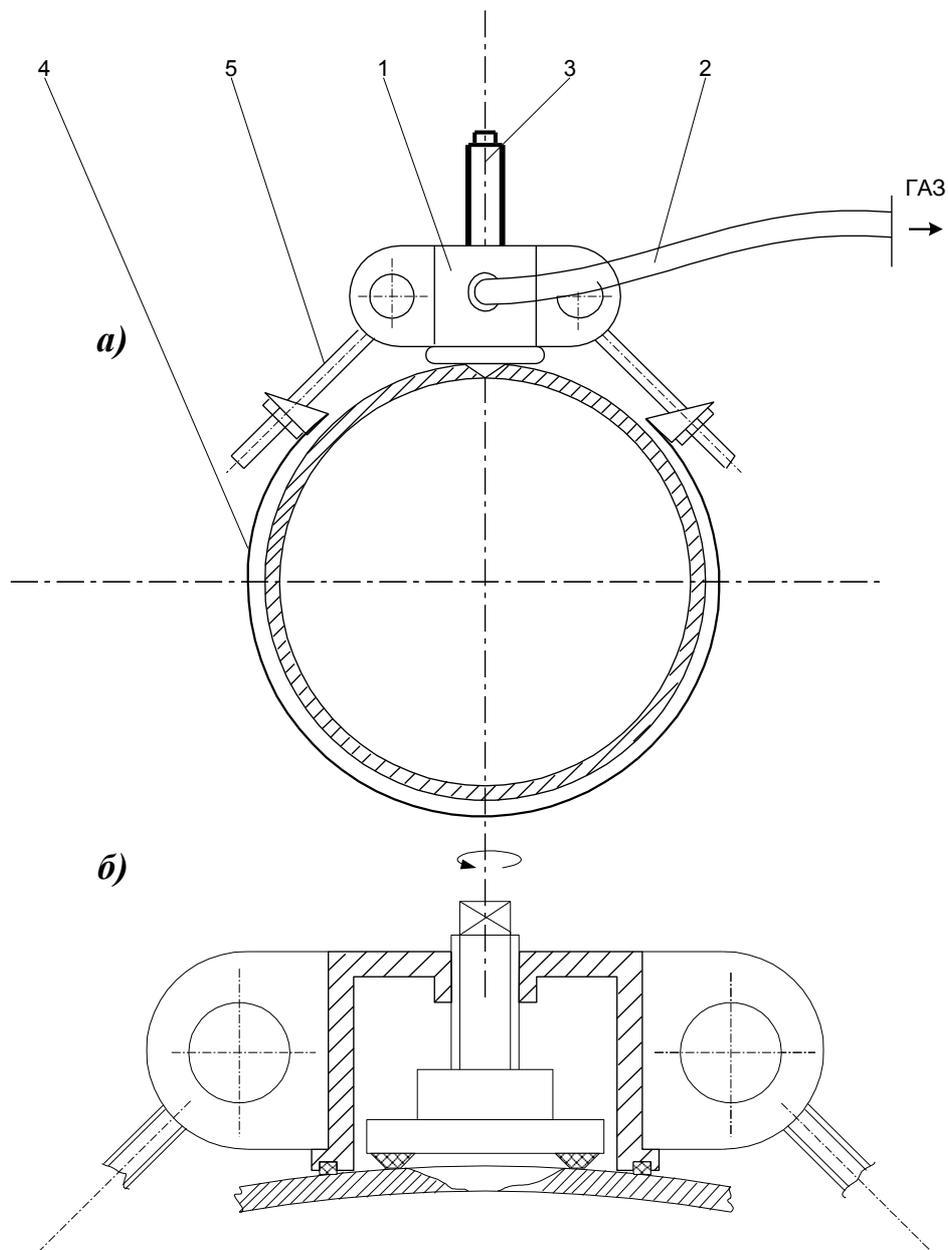


Рис. 10.2. Ремонт при помощи хомута ВГ-101:

а – установка устройства на свищ; *б* – заделка свища; 1 – стакан; 2 – отводный шланг;
3 – винтовой затвор; 4 – хомут; 5 – затяжной болт

В случае если после перекрытия затвора, будут иметь место утечки газа из шланга или из-под кромок стакана, затвор и хомуты должны быть ослаблены, положение стакана должно быть уточнено и процесс фиксации стакана и затвора повторен.

После окончания работы на поверхности трубы повреждения изоляции устраняются, а разработанный приямок засыпается мягким грунтом.

Все работы по ликвидации свищевых повреждений выполняются в соответствии с «Правилами технической эксплуатации магистральных газопроводов», [74].

Кроме того, для ликвидации свищевых и других повреждений при производстве ремонтных работ на магистральных газопроводах разработано устройство, снабженное магнитами, принцип работы которого основан на удержании герметизирующего узла при помощи захвата под местом повреждения [72]. Захват выполнен на базе высокоэффективных постоянных магнитов и представляет собой механическую конструкцию, работающую в режиме «включен – выключен» без подвода энергии. ***Герметизация повреждений осуществляется в следующей технологической последовательности:***

- установка устройства на поврежденный участок газопровода;
- перевод захвата в режим «включен» путем поворота элемента конструкции;
- фиксация захвата;
- ликвидация повреждения.

Данное устройство было испытано для ликвидации и ремонта свищевых повреждений диаметром 12 мм в трубе Ø 1020 мм под давлением, равным 62 кгс/см². Испытания показали нормальное функционирование устройства.

10.2. Бандажирование труб

Для восстановления несущей способности труб магистральных газопроводов, имеющих дефекты, может быть использован метод их бандажирования, предусматривающий нанесение на трубы армирующего стеклопластикового покрытия.

К отличительным свойствам стеклопластиков относятся: высокая механическая прочность, небольшая плотность (1,6÷1,8 г/см³), высокая коррозионная стойкость, низкая тепло- и электропроводность, малая горючесть, устойчивость к действию агрессивных сред и микроорганизмов, водостойкость [20]. Формирование изделий из стеклопластиков производится при низких давлениях по сравнительно простой технологии и обычно не требует громоздкого и сложного оборудования.

В качестве армирующего компонента применяется нетканый ориентированный стекловолокнистый материал марки ОБН-230-Т или нетканая перекрестная стеклянная сетка марки НПСС-Т-Г, основные физико-механические показатели которых приведены в табл. 10.1.

Таблица 10.1.

Основные показатели стекломатериалов

Показатели	Марка стекломатериала	
	ОБН-230-Г	НПСС-Т-Г
Поверхностная плотность, $г/м^2$	230 ±30	300±30 или 150±30
Разрывная нагрузка в продольном направлении пластины 50×100 мм, кгс (не менее)	160	80
Ширина, мм	по согласованию с потребителем до 1000±25	

В качестве связующего материала используются трехкомпонентные клеи типа «Спрут» (табл. 10.2).

Таблица 10.2.

Основные показатели клеев типа «Спрут»

Показатели	Марка клея	
	Спрут-5 МДИ	Спрут-МП
Внешний вид	вязкая масса светло-желтого цвета	вязкая масса коричневого цвета
жизнеспособность, мин.	40	30
Время отверждения, мин.	45	35
Прочность при отрыве, $кг/см^2$	135	–
- через 1 сутки	–	140
- через 7 суток	–	160
Температурный интервал эксплуатации, °С	-60	+100
Масло-, бензо-, водостойкость	стойк	
Состав клея (мг):		
основа – полиэфирная смола ПН-1, полиэфирные смолы повышенной эластичности ПН-30 в смеси с ПН-69	100	–
добавка – полиэфир МДИ	–	100
инициатор	80	30,4
перекись метилэтил кетона	1÷2	2÷3

Следует отметить, что клеевые композиции типа «Спрут» имеют высокую длительную прочность, сохраняют высокую адгезию к склеиваемой поверхности даже при многолетней выдержке в воде или других жидкостях.

Основным вопросом использования метода армирования поврежденных труб является расчет конструкции бандажирующего покрытия с целью определения прочностных характеристик при совместной работе трубы и нанесенного бандажа.

11. Противокоррозионная защита

Продлить срок службы трубопроводов можно, применяя следующие способы защиты:

- изоляцию поверхности *Me* изделий от агрессивной среды (пассивная защита), т.е. нанесение на поверхность *Me* слоя химически инертного, относительно *Me* и агрессивной среды, вещества с высокими диэлектрическими свойствами;
- воздействие на *Me* с целью повышения его коррозионной устойчивости, т.е. обработка его окислителями, вследствие чего на его поверхности образуется плёнка из продуктов коррозии, например, травление стали персульфатом аммония (NH_4SO_8) при этом на поверхности стали образуется продукт коррозии – магнетит, что увеличивает сопротивление высокопрочных сталей коррозионному растрескиванию (в щелочных средах);
- нанесение на металл конструкции из малостойкого металлического тонкого слоя другого металла, которые обладают меньшей скоростью коррозии в данной среде, например, горячее алюминирование, оцинкование, хромирование;
- воздействие на ОС с целью снижения её агрессивности, т.е. введение в среду ингибитора (замедлителей) коррозии. К этому способу можно отнести очистку воздуха от примесей и осушку его, обработку почвы ядохимикатами, снижают интенсивность жизнедеятельности микроорганизмов, что уменьшает опасность биокоррозии и т.д.
- активная защита, которая включает следующие методы: катодную поляризацию металлической конструкции (катодная защита трубопроводов) за счёт сообщения отрицательного потенциала от источника постоянного тока; катодную поляризацию, вызванную контактом изделия с металлом, обладающим более отрицательным электродным потенциалом (протекторная защита трубопроводов и резервуаров). Катодная поляризация является методом защиты от блуждающих токов.

На практике применяется сочетание пассивных и активных методов защиты.

11.1. 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 электри-

ческом сопротивлении грунта в поле токов катодной защиты, а также в месте установки анодного заземления, иметь данные по характеристике трубопровода, ввиду изоляционного покрытия и наличию источников электропитания.

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. 11.1.

Порядок расчета основных параметров катодной защиты следующий.

1. Среднее значение удельного сопротивления грунтов

$$\rho_{ср.гр} = \sum_{i=1}^n \rho_{гр} \left(\frac{l_i}{l_{общ}} \right), \quad (11.1)$$

где $\rho_{гр}$ – удельные сопротивления грунтов на отдельных участках, Ом·м; l_i – протяженность участков; $l_{общ} = \sum_{i=1}^n l_i$ – общая протяженность проектируемого трубопровода.

2. Переходное сопротивление трубопровод-грунт к концу нормативного срока эксплуатации установок катодной защиты

$$R_{н.к} = R_{н.н} \exp(-\beta \cdot t_{н.с}), \quad (11.2)$$

где $R_{н.н}$ – начальное переходное сопротивление трубопровод-грунт, принимается равным 10 000 Ом·м²; β – показатель скорости старения покрытия, принимает значения 0,116÷0,133 1/год, для ориентировочных расчетов β следует принимать равным 0,125 1/год; $t_{н.с}$ – нормативный срок эксплуатации устройств катодной защиты,

$$t_{н.с} = 100/\sigma_1, \quad (11.3)$$

здесь σ_1 – норма амортизационных отчислений, идущая на полное восстановление основных фондов, принимается равной 10,5 % /год.

3. Среднее значение переходного сопротивления трубопровод-грунт

$$R_{н.ср} = \frac{R_{н.н}}{\beta \cdot t_{н.с}} [1 - \exp(-\beta \cdot t_{н.с})]. \quad (11.4)$$

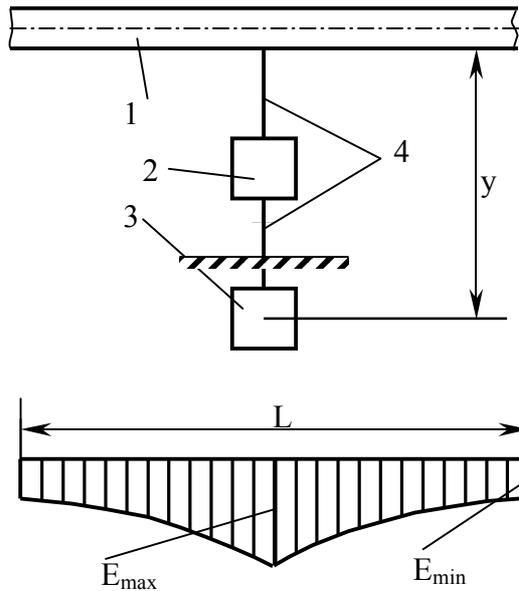


Рис. 11.1. Принципиальная схема катодной защиты:

1 – трубопровод; 2 – катодная станция;
3 – анодное заземление; 4 – соединительные провода

4. Сопротивление изоляции трубопровода на единицу длины к концу нормативного срока эксплуатации устройств катодной защиты

$$R_{из.к} = \frac{R_{н.к}}{\pi D_n}; \quad (11.5)$$

среднее сопротивление изоляции трубопровода на единице длины

$$R_{из.ср} = \frac{R_{н.ср}}{\pi D_n}, \quad (11.6)$$

где D_n – наружный диаметр трубопровода, м.

5. Продольное сопротивление единицы длины трубопровода

$$R_m = \frac{\rho_{ст} \cdot 10^{-6}}{\pi(D_n - \delta_n)\delta_n}, \quad (11.7)$$

где δ_n – толщина стенки трубопровода, м; $\rho_{ст}$ – удельное электрическое сопротивление трубной стали; если марка неизвестна, то $\rho_{ст} = 0,245$ Ом·мм²/м:

Марка трубной стали.....	17ГС	17Г2СФ	09Г2СФ	Ст3
$\rho_{ст}$, Ом·мм ² /м.....	0,247	0,245	0,243	0,218

6. Входное сопротивление трубопровода, среднее за нормативный срок эксплуатации катодной установки

$$R_{вх.ср} = \sqrt{\frac{R_m R_{уз.ср}}{2}}; \quad (11.8)$$

к концу нормативного срока

$$R_{вх.к} = \sqrt{\frac{R_m R_{уз.к}}{2}}. \quad (11.9)$$

7. *Постоянная распределения потенциалов и токов вдоль трубопровода к концу нормативного срока эксплуатации катодных установок*

$$\alpha = \sqrt{\frac{R_m}{R_{уз.к}}}. \quad (11.10)$$

8. *Максимальный E_{max} и минимальный E_{min} наложенные защитные потенциалы*

$$E_{max} = E_{maxр} - E_{ест}; \quad (11.11)$$

$$E_{min} = E_{minр} - E_{ест}; \quad (11.12)$$

где E_{max} и E_{min} – максимальный и минимальный расчетные защитные потенциалы, равные соответственно -1,1 и -0,85 В; $E_{ест}$ – естественный потенциал трубопровода по отношению к медносulfатному электроду сравнения, равный - 0,55 В.

9. *Задавшись удалением анодного заземления y от магистрального трубопровода, определяем:*

а) коэффициент, учитывающий влияние смежной станции катодной защиты (СКЗ)

$$k_{\theta} = \frac{1}{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{E_{min}}{E_{max}}\right)^2 \cdot \frac{2\pi R_{вх.к} \cdot y + \rho_{ср.гр}}{2\pi R_{вх.к} \cdot y}}}; \quad (11.13)$$

б) протяженность зоны защиты трубопровода одной СКЗ к концу нормативного срока эксплуатации катодных установок

$$L = \frac{2}{\alpha} \ln \left[\frac{2\pi R_{вх.к} \cdot y}{k_{\theta} \frac{E_{min}}{E_{max}} (2\pi R_{вх.к} \cdot y + \rho_{ср.гр})} \right]; \quad (11.14)$$

в) среднее значение силы тока в цепи катодной станции при $R_{вх} = R_{вх.ср}$

$$I_{ср} = \frac{E_{max}}{R_{вх.ср} + \frac{\rho_{ср.гр}}{2\pi y}}; \quad (11.15)$$

Таблица 11.2

Удельное сопротивление грунта $\rho_{гр}$, Ом·м

Вид грунта	При атмосферных осадках до	
	250 мм/год	500 мм/год
Почва	20÷50	2÷10
Глина	10÷10	5÷20
Песок	1000	30÷300
Известняк пористый	1000	30÷300
Гравий	1000	100÷1000

значение силы тока в конце расчетного периода при $R_{ex} = R_{ex.k}$

$$I_k = \frac{E_{max}}{R_{ex.k} + \frac{\rho_{cp.zp}}{2\pi u}}; \quad (11.16)$$

г) сопротивление растеканию тока с одиночного вертикального анода

$$R_a = \frac{\rho_{zp}}{2 \cdot \pi \cdot l_a} \ln \frac{4 \cdot l_a}{d_a}, \quad (11.17)$$

где ρ_{zp} – удельное сопротивление грунта (табл. 9.14); l_a , d_a – длина и диаметр анода.

Вертикальные анодные заземлители устанавливают в скважинах в один или два ряда на глубину 1,4÷1,5 м от земной поверхности до оголовка.

д) сопротивление растеканию тока с одиночного горизонтального анода

$$R_a = \frac{\rho_{zp}}{2 \cdot \pi \cdot l_a} \ln \frac{l_a^2}{d_a h_a}, \quad (11.18)$$

где h_a – глубина заложения анода.

е) оптимальное число анодов в конструкции анодного заземления

$$n = I_k \sqrt{\frac{51 R_a \omega_{\text{э}}}{\omega_a \eta_c \eta_{\text{э}} \eta_u}}, \quad (11.19)$$

где $\omega_{\text{э}}$, ω_a – соответственно стоимость 1 кВт·ч электроэнергии и стоимость одного анода с установкой; η_c – коэффициент полезного действия станции, определяемый как отношение номинальной мощности к потребляемой, ориентировочно значение η_c можно принять в пределах 0,57÷0,63; $\eta_{\text{э}}$ – коэффициент экранирования, определяемый для вертикальных анодов в зависимости от расстояния a между анодами в ряду и длины l_a анода; η_u – коэффициент использования анода, $\eta_u = 0,75 \div 0,95$.

ж) сопротивление растеканию тока с анодного заземления

$$R_{a.з} = \frac{R_a}{n \cdot \eta_э}; \quad (11.20)$$

з) оптимальная плотность тока в дренажной линии

$$j_{opt} = 31,6 \sqrt{\frac{\varepsilon \cdot \omega_{л} \cdot \eta_c}{\omega_э \cdot \rho_{np} \cdot \tau}}, \quad (11.21)$$

где ε – норма амортизационных отчислений; $\omega_{л}$ – стоимость прокладки дренажной линии, руб/м·мм²; ρ_{np} – удельное сопротивление материала проводов, принимаемое равным 0,029 Ом·мм²/м; τ – время работы станции в году, час, принимаемое равным 8760 час.

и) оптимальное сечение дренажного провода

$$S_{np} = \frac{I_{cp}}{j_{opt}}; \quad (11.22)$$

к) сопротивление дренажного провода

$$R_{np} = \rho_{np} \frac{l_{np}}{S_{np}}, \quad (11.23)$$

где l_{np} – длина провода, принимается равной удалению анодного заземления u от магистрального трубопровода.

л) среднее значение напряжения на выходных контактах СКЗ

$$\Delta E = \Delta E_a + \Delta E_{np} + \Delta E_{к}, \quad (11.24)$$

где $\Delta E_a = I_{cp} R_{a.з}$; $\Delta E_{np} = I_{cp} R_{np}$; $\Delta E_{к} = |E_{max} - E_{min}|$;

м) среднее значение потребляемой мощности СКЗ

$$P = I_{cp} \Delta E \quad (11.25)$$

в зависимости от которой, а также с учетом величины $R_{a.з}$ подбирается в первом приближении марка станции катодной защиты.

н) экономические показатели катодной защиты:

стоимость анодного заземления

$$K_a = \omega_a n; \quad (11.26)$$

стоимость опор воздушной дренажной линии

$$K_{on} = 2\omega_{к.о} + \left(\frac{y}{50} - 1\right)\omega_{н.о}, \quad (11.27)$$

где $\omega_{к.о}$ – стоимость одной концевой опоры с установкой; $\omega_{н.о}$ – стоимость одной промежуточной опоры с установкой; $y/50$ – показатель, округляемый до ближайшего целого числа;

стоимость провода воздушной дренажной линии

$$K_{np} = (\omega_{л} S + \omega_{м}) \cdot l_{np}, \quad (11.28)$$

где ω_m – стоимость монтажа одного метра дренажного провода;
капитальные затраты на одну станцию катодной защиты

$$K_3 = K_a + K_{on} + K_{np} + K_o, \quad (11.29)$$

где K_o – стоимость катодной станции, включая стоимость
строительных и монтажных работ;

стоимость электроэнергии при работе одной станции

$$K_э = \frac{\omega_э P \tau}{1000}; \quad (11.30)$$

приведенные затраты

$$П = K_э + \epsilon K_3; \quad (11.31)$$

удельные приведенные затраты

$$П_{уд} = \frac{П}{L}. \quad (11.32)$$

Задаваясь рядом значений y , рассчитываем для каждого из них величину удельных приведенных затрат $П_{уд}$, строим график зависимости $П_{уд} = f(y)$, по которому определяем оптимальное удаление анодного заземления от трубопровода y_{on} , соответствующее минимальным удельным приведенным затратам. Далее по формулам (11.44) и (11.51) определяются максимальное значение силы тока в конце расчетного периода I_k при $y = y_{onm}$, соответствующее значение ΔE_{max} при силе тока I_k . По ним уточняется выбор типа станции катодной защиты.

9. Срок службы анодного заземления

$$T = \frac{n M_a \eta_i}{q_a I_{cp}}, \quad (11.33)$$

где M_a – масса одного анодного заземлителя (см. табл. 9.14); q_a – электрохимический эквивалент материала анодов; для железокремнистых анодов $q_a = 0,3 \div 0,6$ кг/(А·год), для железокремнистых анодов в коксовой засыпке $q_a = 0,12 \div 0,2$ кг/(А·год), для стальных анодов $q_a = 0,9 \div 1,0$ кг/(А·год).

10. Общее число станций катодной защиты

$$N = \frac{L_{общ}}{L}. \quad (11.34)$$

12. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СКОРОСТИ РОСТА КОРРОЗИОННЫХ ДЕФЕКТОВ СТЕНКИ ТРУБ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

12.1. Скорость роста i -го коррозионного дефекта определяется по данным последней и предпоследней инспекций ВИП одного типа (WM или MFL) по формуле:

$$V_{корр,i} = \frac{d_{2,i} - d_{1,i}}{\Delta T}, \quad (12.1)$$

где $d_{2,i}$ - глубина дефекта при последней инспекции ВИП;
 $d_{1,i}$ - глубина дефекта при предпоследней инспекции ВИП;
 ΔT - период времени между инспекциями.

12.2. Для участков МН, на которых проводилась только первичная инспекция WM или MFL, в расчетах остаточного ресурса труб с коррозионными дефектами, выявленными дефектоскопами WM и MFL, используется средняя скорость роста коррозионных дефектов $V_{корр}^{cp}$, которая определяется по формуле (А.2) на основе данных по растущим коррозионным дефектам, выявленным дефектоскопами WM на нефтепроводах ОАО "АК "Транснефть":

$$V_{корр}^{cp} = \frac{\sum_{i=1}^N V_{корр,i}}{N}, \quad (12.2)$$

где N – количество растущих дефектов коррозии;
 $V_{корр,i}$ - скорость роста глубины i -го растущего дефекта коррозии, определяемая по формуле (А.1);

Для участков трубопроводов, находящихся на расстоянии более 3-х км от электрифицированных железных дорог, $V_{корр}^{cp}$, определенная на основе данных по всем растущим коррозионным дефектам, выявленным на указанных участках нефтепроводов ОАО "АК "Транснефть", равна 0,077 мм/год.

Для участков трубопроводов, находящихся на расстоянии не более 3-х км от электрифицированных железных дорог, $V_{корр}^{cp}$, определенная на основе данных по всем растущим коррозионным дефектам, выявленным на указанных участках нефтепроводов ОАО "АК "Транснефть", равна 0,1 мм/год.

10.3. Для участков МН, на которых проводилась повторная инспекция WM, в расчетах остаточного ресурса труб с коррозионными дефектами, впервые выявленными дефектоскопами WM и MFL, а также выявленными дефектоскопами MFL при первичной инспекции, используется средняя скорость роста коррозионных дефектов $V_{корр}^{cp}$, которая определяется по формуле (А.2) на основе данных по всем растущим коррозионным дефектам, выявленным дефектоскопом WM на данном конкретном участке МН.

10.4. Для участков МН, находящихся на расстоянии более 3 км от электрифицированных железных дорог, в расчетах остаточного ресурса труб коэффициент запаса прочности по долговечности по критерию достижения коррозионными дефектами размеров, соответствующих категории ПОР, принимается равным 1,3.

Для участков МН, находящихся на расстоянии не более 3 км от электрифицированных железных дорог, в расчетах остаточного ресурса труб с коррозионными дефектами, коэффициент запаса прочности по долговечности принимается равным 1,5.

13. Причины снижения надежности трубопроводов

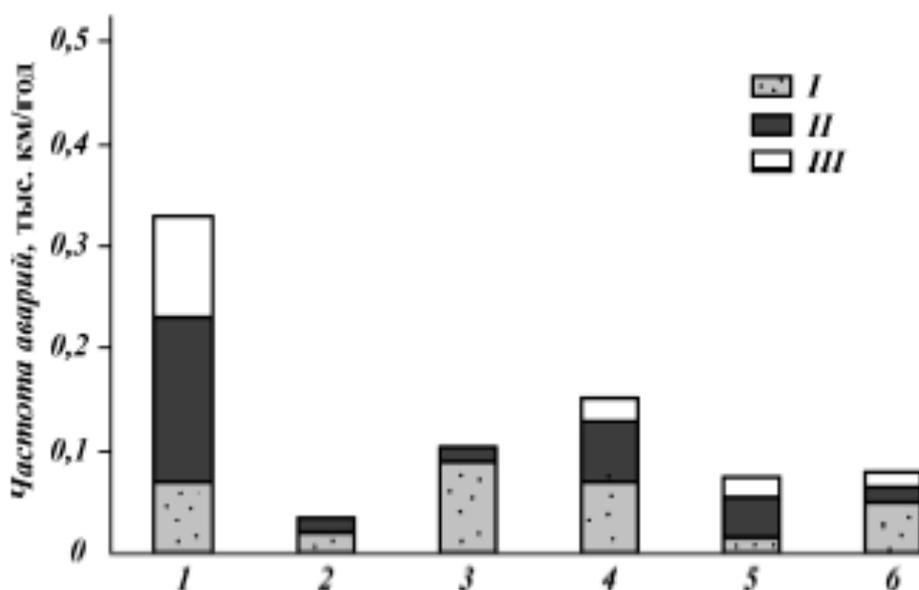


Рис. 1.7. Гистограмма аварий, вызванных различными причинами: I – микроотверстие – трещина; II – отверстие; III – разрыв; 1 – внешние воздействия; 2 – врезка под давлением; 3 – коррозия; 4 – строительные дефекты, дефекты материала; 5 – смещение грунта; 6 – другие

14. Подготовка магистральных трубопроводов и испытание их на прочность и герметичность

Трубопроводы до ввода в эксплуатацию подвергают очистке и испытанию на прочность и герметичность. **Очистка внутренней полости обеспечивает на всём протяжении трубопровода установленные проектом полное проходное сечение и коэффициент гидравлического сопротивления.** Испытание магистрального трубопровода на прочность и герметичность – гарантия его надёжной работы при эксплуатации.

Работы по очистке полости и испытание трубопровода проводятся в соответствии со СНиП III-42-80 «Правила производства и приёмки работ. Магистральные трубопроводы».

При очистке из трубопровода удаляются окалина, грат, грязь, вода, снег, лёд и другие посторонние предметы. Газопроводы очищают путём его промывки с пропуском очистных устройств.

При промывке перед очистным поршнем заливают воду (10÷15% объёма очищаемого участка). Скорость перемещения очистных поршней при промывке трубопровода – не менее 1 км/ч.

Испытываемый на прочность и герметичность газопровод делят на участки, которые ограничивают заглушками или линейной арматурой. Протяженность испытываемых участков не ограничивается, за исключением случаев, когда протяженность участков назначается с учётом гидростатического давления. В этом случае при испытании газопроводов на прочность давление в нижней точке участка не должно превышать заводского испытательного давления $P_{зав}$, а в верхней – $P_{исп}$.

При заполнении трубопроводов водой для гидравлического испытания из труб должен быть полностью удален воздух через воздухопускные краны, устанавливаемые в повышенных местах трассы.

В зависимости от категорий участков трубопровода этапы, величины испытательных давлений и продолжительность испытаний трубопроводов на прочность принимается со СНиП III-42-80:

категория B – $P_{исп} = 1,5P_{раб}$ – в верхней точке участка

$P_{исп} = P_{зав}$ – в нижней точке участка

I – II категория – $P_{исп} = 1,25P_{раб}$ – в верхней точке участка

$P_{исп} = P_{зав}$ – в нижней точке участка

III – IV категории – $P_{исп} = 1,1P_{раб}$ – в верхней точке участка

$P_{исп} = P_{зав}$ – в нижней точке участка

где
$$P_{зав} = \frac{2 \cdot \delta \cdot R}{D_{вн}}, \quad R = 0,95R_2^H. \quad (6.36)$$

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность, если за время испытания давление остаётся постоянным.

Продолжительность испытания газопровода на прочность зависит от категории участка и может изменяться от 5 до 24 часов.

Проверка на герметичность участков всех категорий трубопровода проводится после окончания испытания его на прочность и снижения испытательного давления до рабочего, принятого по проекту. Наблюдения и замер давления ведутся в течении не менее чем 12 часов.

При испытании трубопровода на прочность и проверке на герметичность для измерения давления должны применяться проверенные дистанционные приборы или манометры класса точности не ниже 1 и с предельной шкалой на давление около 4/3 от испытательного, устанавливаемые вне охранной зоны.

После окончания проверки на герметичность из трубопровода должна быть полностью удалена вода. Полное удаление воды из трубопровода производится одним поршнем-разделителем, перемещаемым под давлени-

ем транспортируемого продукта. При отсутствии продукта к моменту окончания испытания удаление воды производится двумя поршнями-разделителями, перемещаемыми под давлением сжатого воздуха.

О производстве и результатах очистки внутренней полости газопровода, а также испытаниях на прочность и проверки его на герметичность необходимо составлять акты.

15. Возможные причины снижения надежности при укладке трубопроводов в нормальных условиях

При укладке трубопровода в траншею в стенках трубы возникают напряжения изгиба, величина которых зависит от высоты подъема трубы, числа трубоукладчиков и расстояния между ними. ВНИИСТ провел испытания по укладке трубопроводов в траншею с замером напряжений и предложил соблюдать условия при их укладке:

- ✓ высота подъема труб не более 1 м;
- ✓ расстояние между трубоукладчиками от 25 до 45 м в зависимости от диаметра трубопровода;
- ✓ спуск трубопровода в траншею при раздельном способе ведения работ вести не менее чем тремя трубоукладчиками с соблюдением их равномерной загрузки;
- ✓ резкие изгибы трубопровода, как в вертикальном, так и в горизонтальном планах не допускается;
- ✓ чтобы избежать появления в трубопроводе при его укладке продольных напряжений, возникающих при подвижке плети к месту укладки следует предусматривать небольшие запасы длины в виде изгиба в плане.

При изоляции магистральных трубопроводов в трассовых условиях полимерными лентами появляются дефекты, которые необходимо устранить. Причины появления дефектов разнообразны:

- ✓ неравномерность нахлестов ленты из-за плохой торцовки рулонов;
- ✓ образование складок, гофр, морщин, неравномерность нахлестов – не отрегулирована машина, неправильно выбран угол наклона шпуль, чрезмерное или недостаточное натяжение;
- ✓ плохая прилипаемость ленты – несплошность клеевого слоя или не выдержан температурный режим нанесения ленты;
- ✓ прокол изоляционного покрытия – плохо очищена поверхность сварных стыков от брызг металла и грата.

Нормы и методы контроля качества изоляционно-укладочных работ при изоляции трубопровода регламентируются типовыми техническими картами, которые предусматривают пооперационный, лабораторный и выходящий приёмочный контроль. На этих картах указывают процессы, объек-

ты и способы контроля, нормативы, техническое оснащение и периодичность контроля.

16. Особенности строительства и эксплуатации трубопроводов в условиях болот. Закрепление газопроводов на болотах

Строительство трубопроводов на болотах имеет существенное отличие от строительства на равнине, сложенной плотными грунтами, только в период, когда поверхность болота не промерзла на глубину, обеспечивающую нормальную работу механизированных колонн.

На болотах и заболоченных участках должна предусматриваться подземная прокладка трубопроводов. Как исключение, при соответствующем обосновании, допускается укладка трубопроводов по поверхности болота в теле насыпи (наземная прокладка) или на опорах (надземная прокладка). При этом должна быть обеспечена прочность трубопровода, общая устойчивость его в продольном направлении и против всплытия.

Прокладку трубопровода на болотах следует предусматривать, как правило, прямолинейно с минимальным числом поворотов. В местах поворотов следует применять упругий изгиб трубопроводов.

В зависимости от типа болот участки трубопровода относят к той или иной категории в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85, т.е. тип болота определяет не только технологическую схему ведения строительных работ, но и те требования, которые должны предъявляться к прочности и устойчивости трубопроводов.

Перед выполнением основных работ по сооружению трубопроводов на болотах выполняются подготовительные работы, которые зависят от состояния (мерзлое, талое) и типа болот.

В случае мерзлого грунта производится расчистка трассы, промораживание грунта и устройство лежневой дороги.

В случае талого грунта подготовка трассы заключается в следующем:

- ✓ выемка торфа бульдозером или экскаватором, установленном на плавсредстве;
- ✓ отсыпка грунта производится при большой глубине болота; отсыпка производится с берега автосамосвалом или гидронамывом;
- ✓ песчаные сваи устраивают с целью уменьшения количества песка по сравнению с предыдущей схемой;
- ✓ осушение болот с помощью водоотливных дренажных канав.

Земляные работы по рытью траншей в зависимости от состояния грунта могут выполняться по-разному. Земляные работы в мерзлом грунте

осуществляются как и на равнине в обычном грунте. В талом грунте земляные работы выполняются следующим образом:

- ✓ взрывом – при небольшой ширине труднопроходимого болота глубиной до 2÷3 м;
- ✓ бульдозером и экскаватором – когда глубина слоя торфа не превышает 0,5÷1 м, бульдозер снимает слой торфа до минерального грунта, а экскаватор, оборудованный обратной лопатой, разрабатывает траншею на необходимую глубину;
- ✓ экскаватором со щитов, на салазках или на понтоне;
- ✓ землесосом.

Сварка трубопровода в нитку, изоляция и укладка выполняются по различным технологическим схемам для замерзшего и талого состояния болот. *При замерзшем болоте*, когда становится возможным движение по нему механизированных колонн, *технология строительства ничем не отличается от технологии на равнинной местности*. В случае талого грунта сварка и изоляция трубопровода осуществляется на одном из берегов болота. Укладка же может выполняться по одному из приведенных ниже вариантов:

- протаскивание подготовленного трубопровода, которое производится с помощью тягового троса, заранее проложенного в подготовленной в болоте траншее. Укладка протаскиванием целесообразна в тех случаях, когда проезд кранов-трубоукладчиков по поверхности болота невозможен, а балластировка труб сделана на берегу. При отрицательной плавучести трубопровод сразу протаскивают по дну, а при положительной – внутрь трубы заливают воду, и трубопровод опускается на дно;
- укладка методом сплава: трубопровод выводят в траншею на плаву, перемещая его с берега. Общая длина сплаваемого трубопровода может достигать нескольких километров. Этот метод очень эффективен на труднопроходимых болотах при условиях, что траншея подготовлена заранее, например, в зимнее время.

Участки газопроводов, прокладываемые в подводной траншее через болота или заливные поймы, а также в обводненных районах, должны быть рассчитаны против всплытия (на устойчивость положения).

Устойчивость трубопровода на болоте определяется из условия:

$$B \geq k_M (k_{yв} \cdot q_{вс} - Q), \quad (16.1)$$

где B – вес балласта в воде, приходящийся на единицу длины трубопровода, Н/м; $q_{вс}$ – плавучесть трубопровода, Н/м; k_M – коэффициент, зависящий от вида пригрузки или закрепления; $k_{yв}$ – коэффициент устойчи-

вости против всплытия ($k_{y\delta} = 1,07$); Q – вес единицы длины изолированного и футерованного трубопровода, заполненного продуктом, Н/м.

При $B < 0$, трубопровод обладает отрицательной плавучестью и пригрузка не требуется, при $B > 0$ трубопровод необходимо пригружать. Вес пригруза в воздухе определяется следующим образом:

$$B_{\text{возд}} = B \cdot \frac{\gamma_{\delta}}{\gamma_{\delta} - \gamma_{\epsilon}}, \quad (16.2)$$

где γ_{δ} – удельный вес балласта в воздухе; γ_{ϵ} – удельный вес воды.

Расстояние между отдельными грузами определяется по формуле:

$$l = \frac{B_{\text{возд}} - \gamma_{\epsilon} \cdot V}{B}, \quad (6.3)$$

где V – объем одного пригруза.

При утяжелении трубопровода грунтом последний обрабатывают специальным связывающим материалом – отходом переработки нефти. Грунт, смешанный с таким материалом, через некоторое время образует прочный конгломерат и схватывается как с трубой, так и со стенками траншеи.

Закрепление трубопровода анкерами выполняется тремя основными способами – завинчиванием анкеров, забивкой и выстреливанием их из гарпунной пушки (рис. 6.2). Длина анкеров – 3÷7 м. Трубопровод крепится к анкерам специальным силовым поясом, представляющим металлическую ленту шириной от 20 до 70 см. Под ленту подкладывают мягкий материал для более равномерного распределения давления на изоляционное покрытие. Недостатком анкерных креплений является то, что они создают в трубопроводе дополнительные напряжения и могут нарушить сплошность изоляционного покрытия.

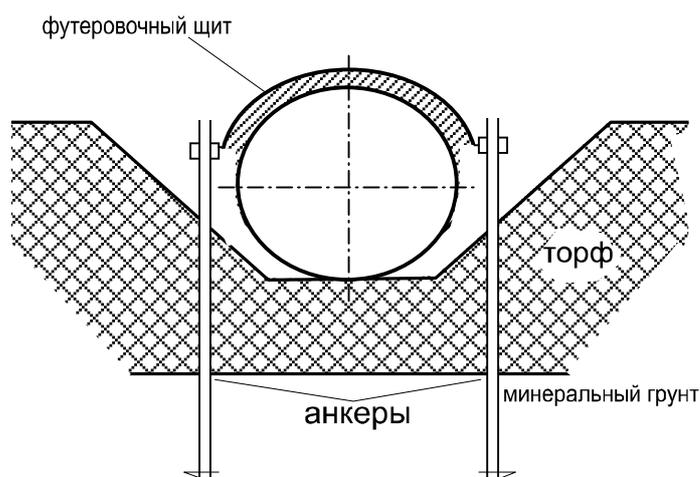


Рис. 16.1. Схема закрепления трубопровода с помощью анкеров

Расстояние между анкерами по длине трубопровода определяется расчётом из условия прочности:

$$l_{\text{анк}} \leq \sqrt{\frac{12R \cdot W}{q_{\text{пл}}}}, \quad (16.4)$$

где R_2 – расчётное сопротивление металла трубы, определяемое по формуле (6.24); W – осевой момент сопротивления сечения трубы, см³; $q_{\text{пл}}$ – положительная плавучесть 1 м трубопровода, Н/м.

17. Особенность строительства и эксплуатации подводных переходов трубопроводов

Подводные трубопроводы сооружают при пересечении рек, водохранилищ, озёр, морских акваторий. К подводным относятся и трубопроводы, прокладываемые в болотах, сложенных слабонесущими грунтами, не допускающими прохождения по ним обычной техники. Границы подводного перехода определяются уровнем воды в водоёме 10% обеспеченности.

Подводные трубопроводы, полностью пересекающие водную преграду в составе трубопроводов, называют **переходами трубопроводов через соответствующую водную преграду.**

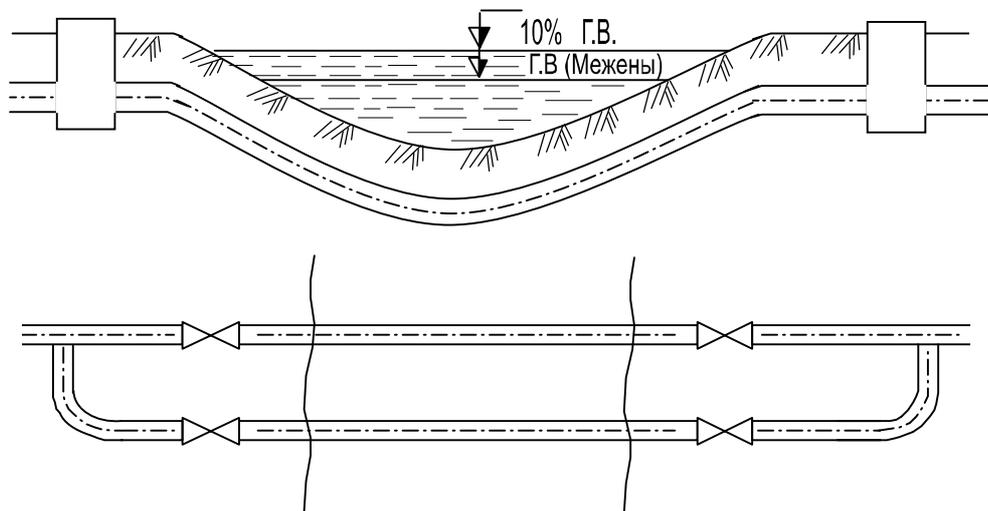


Рис. 17.1. Схема подводного перехода

Все подводные трубопроводы классифицируются следующим образом:

1. По глубине погружения H
 - ✓ особо глубоководные $H > 400$ м;
 - ✓ глубоководные $40 < H \leq 400$ м;
 - ✓ средней глубины $10 < H \leq 40$ м;

✓ мелководные $H \leq 10$ м.

2. По внутреннему давлению

✓ высокого давления $P \geq 12$ кг/см²;

✓ низкого давления $P \leq 12$ кг/см²;

✓ самотечные.

3. По виду транспортируемого продукта

4. По виду укладки на дне водоёма

✓ по дну без заглубления;

✓ по дну с заглублением;

✓ по дну с заглублением с грунтовым или каменным;

✓ выше дна с закреплением на опорах или поплавках.

5. По числу параллельно проложенных труб

6. По характеру воздействия перекачиваемого продукта на окружающую среду

✓ катастрофическое;

✓ особо неблагоприятное;

✓ неблагоприятное;

✓ нейтральное.

По конструкции подводные трубопроводы подразделяют на *заглубленные трубопроводы* (укладываются ниже дна), *незаглубленные* (на дне) и *погруженные* (выше дна). Наиболее распространенной является укладка труб по заглубленной схеме, позволяющей надёжно защитить их от внешних силовых воздействий.

Створы переходов через реки надлежит выбирать на прямолинейных устойчивых плесовых участках с пологими неразмываемыми берегами при минимальной ширине заливной поймы.

Надёжная работа подводных переходов в течение расчётного срока их эксплуатации обеспечиваются выбором обоснованного решения о заглублении трубопровода в русловой части и на береговых её участках, а также соответствующих конструктивных решений.

В настоящее время для оценки возможных деформаций русла рек и берегов рек в створах трубопроводов применяют гидролого-морфологическую теорию руслового процесса. Результаты обследования большого числа нефте- и газопроводов показали, что всё многообразие размывов трубопроводов, встречающихся на практике, можно отнести к следующим типам: размывы в средней части русла и размывы прирезных и береговых участков. На разных участках рек эти размывы происходят по разным причинам, которые изучает наука гидрология.

Подводный переход, как правило, представляет в плане двухтрубную систему. При меженном уровне воды 75 м и более пересечение водной преграды по СНиП 2.05.06-85 рекомендуется осуществлять с обязательной укладкой резервной нитки трубопровода. Иногда допускается, при соответствующем обосновании, укладка однониточного перехода.

Подводный трубопровод заглубляется в грунт ниже возможной границы размыва дна реки и её берегов. В этом случае не производится крепление дна, берега же реки обычно закрепляются. Если же трубопровод не может быть уложен ниже границ размыва, то участки, на которых возможен размыв, крепятся в обязательном порядке. В пределах длины подводного перехода желателен укладывать трубопроводы без кривых вставок, т.к. это усложняет условия строительства.

Иногда с целью повышения надёжности трубопроводов над ними делают каменную отсыпку или укладывают железобетонные плиты, которые предохраняют трубы от механического повреждения. Подводные газопроводы обычно изолируют, покрывают футеровкой и навешивают пригруза.

Все работы по сооружению подводных переходов подразделяются на подготовительные и основные.

К подготовительным работам относятся: геодезические и гидрометрические работы, связанные с промерами глубин в створе перехода и определением скоростей потока, планового положения траншей; подготовка спускных дорожек; футеровка и балластировка трубопровода и т.д. Трубопроводы, подготовленные к укладке под воду, размещают обычно на берегу на специальных спусковых дорожках, которые служат для спуска трубопровода с берега в подводную траншею. Выбор типа дорожки зависит от вида грунта и веса трубопровода. Трубопроводы футеруют деревянными рейками для предохранения изоляции от повреждений при укладке. Балластировка трубопровода производится при его положительной плавучести в заполненном продуктом состоянии. Балластировку выполняют чугунными и железобетонными отдельными грузами и в виде сплошных покрытий бетоном или асфальтобетоном.

Трубопровод, расположенный в подводной траншее, подвергается воздействию различных нагрузок. *Под устойчивым состоянием подводного трубопровода понимается такое состояние, при котором он будет находиться в покое при самой неблагоприятной комбинации силовых воздействий, стремящихся вывести его из устойчивого положения.* Такими силами и воздействиями являются: выталкивающее усилие, определяемое по закону Архимеда, горизонтальная и вертикальная составляющие гидродинамического воздействия потока, силы упругости трубопровода, сжимающее или растягивающее продольное усилие, возникающее при протаскивании трубопровода или воздействие изменения его температурного режима и внутреннего давления. Условие устойчивости не засыпанного грунтом трубопровода на сдвиг записывается в виде:

$$P_x \cdot k_{yc} = [B + Q - k_{yc}(A + P_y + q_u + q_n)] \cdot f_{mp}, \quad (17.1)$$

где P_x – горизонтальная составляющая силового воздействия потока;

k_{yc} – коэффициент устойчивости на сдвиг, принимаемый равным 1,15; B – вес балласта в воде; Q – вес единицы длины трубы с учётом изоляции, футеровки и продукта, заполняющего трубу; $k_{yв}$ – коэффициент устойчивости на всплытие, принимаемый равным 1,1; A – выталкивающая Архимедова сила; P_y – вертикальная составляющая силового воздействия потока; q_u – сила, возникающая вследствие упругого изгиба трубопровода по заданной кривой; q_n – сила, обусловленная наличием продольной растягивающей силы в искривленном трубопроводе при его протаскивании по дну траншеи; f_{mp} – коэффициент трения трубопровода о грунт, принимаемый равным $tg\varphi$.

Вес балласта на единицу длины трубопровода может быть установлен по выше приведенной формуле. Основные расчётные случаи:

1. *Трубопровод прямолинейный, течение отсутствует*

$$B = k_{yв} \cdot A - Q. \quad (17.2)$$

2. *Трубопровод прямолинейный при наличии течения*

$$B = k_{yв} (A + P_y) + \frac{P_x \cdot k_{yc}}{f_{mp}} - Q. \quad (17.3)$$

3. *Трубопровод искривлен по профилю перехода, течение отсутствует*

$$B = k_{yв} (A + q_u) - Q. \quad (17.4)$$

4. *Трубопровод искривлен по профилю перехода при наличии течения*

$$B = k_{yв} (A + P_y + q_u) + \frac{P_x \cdot k_{yc}}{f_{mp}} - Q. \quad (17.5)$$

5. *Общий случай (при протаскивании)*

$$B = k_{yв} (A + P_y + q_u + q_n) + \frac{P_x \cdot k_{yc}}{f_{mp}} - Q. \quad (17.6)$$

Если B окажется отрицательным, то балластировка не требуется, при положительной B трубопровод нужно балластировать.

В этих формулах сила q_u определяется по формуле:

$$q_u = \frac{384 \cdot E \cdot J \cdot f}{5 \cdot l_{кр}^2}, \quad (17.7)$$

где EJ – жесткость трубы; f – стрелка прогиба искривленного участка трубопровода; $l_{кр}$ – длина криволинейного участка подводного перехода.

Сумма сил $(q_u + q_n)$ определится следующим образом:

$$(q_u + q_n) = \frac{8f [T_p + 48EJ / (5l_{кр}^2)]}{l_{кр}^2}, \quad (17.8)$$

где T_p – расчётное тяговое усилие при протаскивании трубопровода (определяется методом последовательного приближения).

При строительстве подводных переходов выполняют значительный объём земляных работ, связанных с устройством траншей. Эти работы ведутся с помощью специальных землеройных машин. Береговые траншеи разрабатывают с помощью одноковшовых экскаваторов, оборудованных обратной лопатой. Русловая часть перехода разрабатывается земснарядами. Время окончания земляных работ должно, как правило, совпадать с временем окончания подготовки трубопровода к укладке в подводную траншею, чтобы не произошло заиливание траншей.

При глубине водоёмов не более 2÷3 м и незначительной их ширине (до 200 м) для устройства траншеи в русловой части можно использовать экскаватор, установленный на барже или понтоне соответствующей грузоподъёмности. Широко распространена на практике разработка подводных траншей канатно-скреперными установками.

Ширину подводных траншей по дну следует назначать с учётом режима водной преграды, методов разработки траншеи, необходимости водолазного обследования, способа укладки трубопровода. Крутизну откосов подводных траншей следует назначать в соответствии с требованиями СНиП III-42-80.

Подготовленный к укладке в подводную траншею переход представляет отрезок или несколько отрезков трубопровода, общая длина которых на несколько десятков метров превышает ширину водной преграды между урезами воды. Сваренный в нитку, заизолированный и футерованный, утяжеленный грузами и оснащенный необходимыми приспособлениями трубопровод устанавливают в исходном перед укладкой положении. Операция по укладке является основной, завершающей большой объём подготовительных работ. *Существует много способов и схем укладки трубопроводов в подводные траншеи. Все они могут быть разбиты на три способа: протаскивание по дну, погружение с поверхности воды трубопровода полной длины и погружение последовательным наращиванием секций трубопровода.*

При первом способе трубопровод протаскивают по дну подводной траншеи с одного берега к другому с помощью троса, заранее проложенного в траншею. Этот способ позволяет выполнять укладку трубопровода, не создавая помех судоходству. Газопроводы укладывают протаскиванием обычно с одновременной заливкой внутрь него воды, чтобы трубопровод не всплыл при протаскивании, т.к. в незаполненном состоянии он обладает положительной плавучестью.

Для протаскивания трубопровода требуется обеспечить необходимое тяговое усилие. Расчётное тяговое усилие определяется из условия:

$$T_p \geq m \cdot T_n, \quad (17.9)$$

где m – коэффициент условия работы тяговых средств, принимаемый 1,1 при протаскивании лебедкой и 1,2 – при протаскивании тягачами; T_n – предельное сопротивление трубопровода на сдвиг.

Предельное сопротивление при строгании трубопровода с места будет самым большим и определяется в общем случае из условия:

$$T_n = (q_i \cdot tg\varphi_p + c_p \cdot i)l_{mp} + E_{nac}, \quad (17.10)$$

где q_i – вес единицы длины снаряженного трубопровода; φ_p – расчётный угол внутреннего трения грунта; i – длина части окружности трубы, врезающейся в грунт; l_{mp} – длина протаскиваемого трубопровода; E_{nac} – пассивный отпор грунта врезающимися в него неровностями на поверхности трубы. Если протаскивается трубопровод с гладкой поверхностью, то $E_{nac} = 0$.

Суть способа укладки с поверхности воды заключается в следующем. Полностью подготовленный к укладке трубопровод устанавливают на плаву над подготовленной заранее траншеей, а затем погружают на её дно путем заполнения водой.

Метод погружения трубопровода с поверхности воды последовательным наращиванием секций трубопровода применяется при переходах водных преград большой протяженности. В этом случае укладка трубопровода производится с помощью специального трубоукладочного судна, которое закрепляется на якорях.

Известны специальные способы прокладки магистральных трубопроводов через водные преграды:

- **постепенного заглубления** – обетонированный трубопровод укладывают на спланированное дно водоёма, сложенное рыхлыми породами; по трубопроводу несколько раз проходит (вперед-назад) самоходный трубозаглубитель гидравлического, механического или гидромеханического типа, послойно удаляя из под него грунт; трубопровод под действием собственного веса погружается на дно водоёма (на проектную отметку); после этого он обследуется водолазами и засыпается;
- **направленного бурения** – с одного берега водоёма на другой методом направленного бурения под дном прокладывается труба-кожух, в которую протаскивается рабочая труба; межтрубное пространство заполняется цементным раствором или другим материалом.

18. Особенности строительства и эксплуатации надземных трубопроводов

Надземная схема прокладки составляет лишь незначительную долю в общем объёме трубопроводного строительства.

Надземная прокладка трубопроводов или их отдельных участков допускается в пустынных и горных районах, болотистых местностях, районах распространения вечномёрзлых грунтов, на неустойчивых грунтах, а

также на переходах через естественные и искусственные препятствия: овраги, реки, имеющие неустойчивое русло; реки с крутыми берегами; каналы и т.д.

В трубопроводном строительстве применяются *следующие основные конструктивные схемы надземных трубопроводов*:

- *балочные схемы*, не содержащие специальных устройств для компенсации продольных удлинений трубы;
- *балочные схемы*, включающие различные конструктивные элементы, позволяющие компенсировать удлинения труб при изменении их температуры и внутреннего давления;
- *подвесные схемы* – трубопровод подвешивается к специальным несущим канатам, закрепляемым на высоких опорах;
- *арочная схема* – трубопровод сооружается по схеме неразрезной арки;
- *схема самонесущего трубопровода* – трубопровод подвешивается к опорным устройствам, и материал труб воспринимает нагрузку от веса трубопровода и транспортируемого продукта;

Технологическая схема строительства трубопроводов балочного типа на болотах включает следующие элементы работ:

- ✓ устраивают опоры под трубопровод и компенсаторы;
- ✓ монтируют трубопровод вдоль свайных опор;
- ✓ укладывают трубопровод на опоры участками или сразу на полную длину;
- ✓ замыкают монтажные стыки при температуре, указанной в проекте;
- ✓ закрепляют трубопровод на опорах.

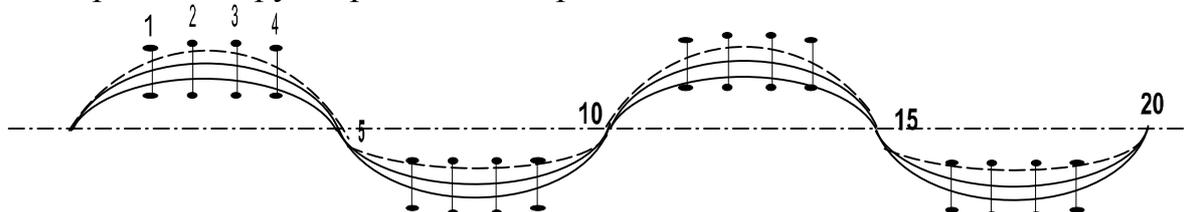


Рис. 18.1. Прокладка надземного трубопровода по упругоискривленной кривой

Надземный трубопровод на участках большой протяженности может быть уложен или в виде упругоискривленной кривой (рис. 18.1) или в виде зигзагообразной схемы (рис. 18.2).

Порядок выполнения работ при строительстве упругоискривленного трубопровода следующий:

1. На проектном расстоянии устанавливают шарнирные опоры, между которыми располагают скользящие опоры.
2. Плетки длиной 500÷1000 м укладывают рядом с опорами.
3. трубопровод поднимают и укладывают на опоры трубоукладчиками.
4. Сначала закрепляют конец трубопровода в точке θ , затем трубопровод устанавливают в проектное положение на первом пролёте и вре-

менно закрепляют с помощью приспособлений на скользящих опорах 1, 2, 3 и 4.

5. Трубопровод закрепляют на шарнирной опоре 5 и освобождают от закрепления на опорах 1, 2, 3 и 4.

Аналогичным образом производится укладка трубопровода на других участках.

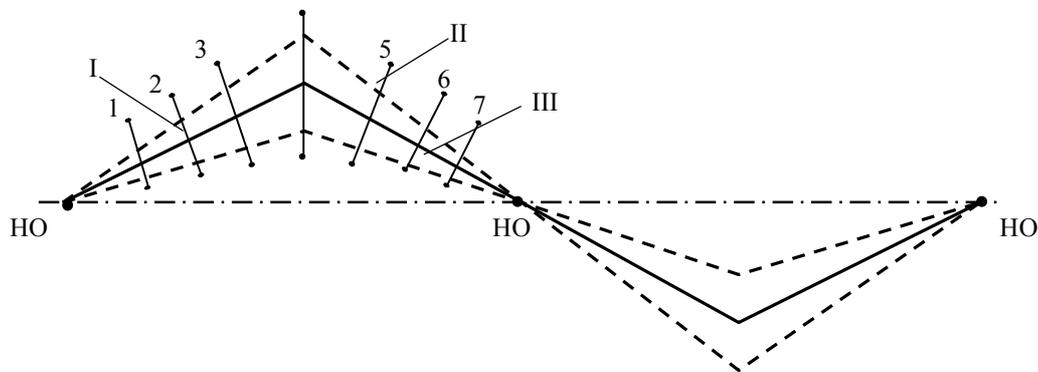


Рис. 18.2. Зигзагообразный балочный переход

Компенсация искривлений в упругоискривленном трубопроводе достигается за счёт изменения начального положения трубопровода, уложенного в виде синусоиды на опорах. Шарнирные опоры не дают трубам перемещаться как в продольном, так и в поперечном направлениях, чем и достигается эффект компенсации.

Компенсация удлинений осуществляется за счёт изменения положения в плане начального положения трубопровода I. Если участок удлиняется, то трубопровод займет положение II, если укоротится – положение III. При этом трубопровод будет перемещаться по подвижным опорам 1÷7 и поворачиваться на шарнирных опорах НО, которые не дают трубе передвигаться в продольном направлении.

Изменение длины участка L на любой из рассмотренных схем от Δt и P можно определить по формуле:

$$U = \pm \alpha_t \cdot L \cdot \Delta t + \mu \frac{P \cdot D_{\text{вн}} \cdot L}{2\delta \cdot E}, \quad (18.1)$$

при $\Delta t > 0$ – знак «+», при $\Delta t < 0$ – знак «-».

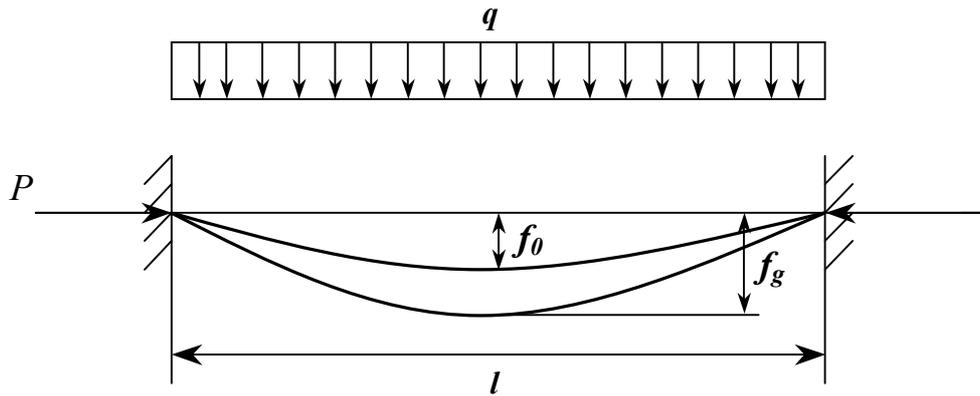


Рис. 18.3. Схема изменения положения упругой оси трубопровода в пролёте

Чтобы определить напряженное состояние многопролетного надземного трубопровода, достаточно выяснить напряженное состояние одного пролёта, ибо все пролёты находятся в одинаковых статических условиях. Напряженное состояние труб изменяется от начального, возникающего в незаполненном трубопроводе в период монтажа, до эксплуатационного.

В начальный момент, когда трубопровод смонтирован и не заполнен продуктом, его температура равна t_0 , а интенсивность вертикальной распределенной нагрузки q_0 соответствует весу единицы длины пустого изолированного трубопровода.

В период эксплуатации трубопровод заполнен продуктом и на него могут действовать снеговая и ледовая нагрузки и тогда интенсивность вертикальной распределенной нагрузки будет равна:

$$q_{\Sigma} = q_0 + q_n + q_{\text{дон}}, \quad (18.2)$$

где q_0 – вес 1 м трубы, q_n – вес продукта, приходящийся на 1 м трубы; $q_{\text{дон}}$ – нагрузка от снега и льда на 1 м длины трубопровода.

Для начального состояния трубопровода изгибающие моменты в опорных сечениях и прогиб в сечении $x = l/2$:

$$M_{on} = q_0 \cdot l^2 / 12; \quad f_0 = q_0 \cdot l^4 / (384EJ). \quad (18.3)$$

При эксплуатации изгибающие моменты в опорных сечениях:

$$M_{on\Sigma} = q_0 \cdot l^2 / 12 + P \cdot f_{\partial} / 2, \quad (18.4)$$

где P – осевое продольное усилие, возникающее от действия давления и температуры; f_{∂} – действительный прогиб трубопровода от действия всех нагрузок.

Суммарные напряжения в трубопроводе при его эксплуатации определяются по формуле:

$$\sigma_{on} = M_{on\Sigma} / W + P / F, \quad (18.5)$$

где F – площадь поперечного сечения металла трубы.

Полученное значение σ_{on} сравнивают с допускаемым значением напряжения в соответствии со СНиП 2.05.06-85:

$$\sigma_{on} \leq \psi_4 \cdot R_2, \quad (18.6)$$

где ψ_4 – коэффициент двухосного напряженного состояния;

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_2} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_2}, \quad (18.7)$$

R_2 – второе расчётное сопротивление

$$R_2 = \frac{R_2'' \cdot m}{k_2 \cdot k_n}, \quad (18.8)$$

m – коэффициент условия работы трубопровода; k_2 , k_n – соответственно, коэффициенты надежности по материалу трубы и по назначению трубопровода, принимаемые в соответствии со СНиП 2.05.06-85.

При известной полной расчетной нагрузке q_3 из условия недопустимости пластических деформаций определяется допускаемая длина l одного пролёта многопролетного балочного перехода:

$$l = \sqrt{12 \cdot W \left(R_2 - \frac{nPD_{вн}}{4\delta} \right) / q_3}. \quad (18.9)$$