МИНИСТЕРСТВО СТРОИТЕЛЬСТВА ПРЕДПРИЯТИЙ
НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Всесоюзный научно-исследовательский институт
по строительству магистральных трубопроводов

·ВНИИСТ·

РЕКОМЕНДАЦИИ

ПО ТЕХНОЛОГИИ И ОРГАНИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ДИАМЕТРОМ 1420 мм НА ДАВЛЕНИЕ 10 МПа

Р 524-83

ВНИИСТ

МОСКВА 1984

gost.e-ecolog.ru

УДК 621.643.002.2

Настоящие Рекомендации разработаны на основе теоретических исследований, выполненных ВНИИСТом, и обобщения опыта строительства трубопроводов из толстостенных труб.

Рекомендации рассматривают вопросы технологии строительства газопроводов нового класса на повышенное давление и предназначены для проектных и строительных организаций Мингазпрома и Миннефтегазстроя.

Положения настоящих Рекомендаций подлежат проверке и уточнению в начальный период строительства.

В составлении Рекомендаций приняли участие сотрудники ВНИИСТа: кандидаты техн.наук А.М.Зиневич, К.И. Зайцев, В.П.Ментюков, Е.А.Аникин, В.Ф.Николенко; инженеры Н.П.Зотова, А.С.Сахарова; кандидаты техн.наук А.С.Рахманов, Н.П.Сбарская, О.И.Нейфельд; инженеры И.Л.Жовинская, И.Д.Дубов; д-р техн.наук А.И.Гальперин; кандидаты техн.наук М.А.Камышев, С.И.Левин, инж.Б.Н.Крупкин; инж. В.И.Булаев; канд.техн.наук Е.М.Климовский; инж.А.И.Тоут; канд.техн.наук Н.П.Васильев; инженеры А.Д. Решетников, Г.А.Горохова; канд.техн.наук В.В.Притула; инженеры К.Л.Шамшетдинов, Б.С.Дуков, Г.И.Карташов.

© Всесоюзный научно-исследовательский институт по строительству магистральных трубопроводов (ВНИИСТ), 1984

Миннефтегазстрой	Рекомендации по технологии и организации строительства магистральных газопроводов диаметром I420 мм на давление I0 МПа	Р 524-83 Впервые

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Настоящие Рекомендации отражают вопросы технологии погрузочно-разгрузочных, транспортных, подготовительных, земляных, сварочно-монтажных и изоляционно-укладочных работ, гнутья труб, строительства подводных переходов и переходов под автомобильными и железными дорогами, монтажа средств электрохимзащиты, а также очистки полости и испытания газопроводов на рабочее давление I0 МПа из малоперлитной и бейнитной сталей, а также термически упрочненных труб с $\sigma_в$ = 70 кгс/мм^2 и квазимонолитных труб из стали 09 Г2СФ АКМ.

I.2. Рекомендации распространяются на трубы с толщиной стенки до 32 мм.

Расчетные значения толщины стенок труб в зависимости от нормативного значения временного сопротивления разрыву и категории трубопровода диаметром I420 мм приведены в табл.I.

Таблица I

Расчетные значения толщины стенок труб диаметром I420 мм

Временное значение разрыву основного металла, кгс/мм^2	Толщина стенки трубы (мм) для разных категорий трубопроводов		
	В	I-II	III-IУ
60	3I,9	25,8	2I,6
65	29,6	23,9	20,0
70	27,5	22,2	I8,6

I.3. При разработке настоящих Рекомендаций учтены и использованы результаты исследований ВНИИСТа и положительный

Внесено ВНИИСТом	Утверждено ВНИИСТом I9 ноября I982 г.	Срок введения в действие с I/УI I984 г.

опыт, накопленный строительными организациями Миннефтегазстроя на строительстве трубопроводов из толстостенных труб.

Положения Рекомендаций являются предварительными и подлежат проверке и уточнению в начальный период строительства.

I.4. При строительстве магистральных газопроводов нового класса, кроме настоящих положений, необходимо соблюдать требования глав действующих СНиП по организации строительного производства, технике безопасности в строительстве и выполнению строительно-монтажных работ, а также стандартов и инструкций, регламентирующих производство и приемку отдельных видов работ в комплексе строительства магистрального газопровода и утвержденных в установленном порядке.

I.5. Строительство магистральных газопроводов нового класса следует вести поточным методом передвижными механизированными колоннами, обеспечивающими непрерывность производства всех видов работ в строгой технологической последовательности.

I.6. Строительно-монтажные работы должны быть выполнены с обеспечением требований качества и обязательным операционным контролем всех технологических операций.

2. ТРАНСПОРТНЫЕ И ПОГРУЗОЧНО-РАЗГРУЗОЧНЫЕ РАБОТЫ

2.I. Для доставки труб используют железнодорожный, автомобильный, гусеничный, водный и воздушный виды транспорта. При планировании применения каждого из видов транспорта руководствуются технико-экономическими соображениями.

2.2. Основные типоразмеры труб и секций, которые допускаются при их транспортировке, приведены в табл.2.

Трубы, доставляемые на прирельсовые разгрузочные площадки в полувагонах, разгружают автокранами или кранами на пневматическом ходу.

Грузоподъемность используемых кранов должна быть не менее I6 т.

Разгрузку труб длиной до I2 м и диаметром I420 мм следует осуществлять пневмоколесными автомобильными кранами КС-4362, КС-436I (К-I6I), КС-5363, КС-456IA (К-I62).

Грузовые характеристики этих кранов даны в табл.3.

Таблица 2

Основные типоразмеры транспортируемых труб и секций

Показатели	Значения показателей для труб разных размеров, мм		
	I420x2I,6	I420x25,8	I420x3I,9
Масса I м трубы, кгс/м	746	885	II09
Длина одной трубы, м	II,6	II,6	II,6
Масса одной трубы, тс	8,6	I0,2	I2,8
Масса двухтрубной секции, тс	I7,2	20,4	25,6
Масса трехтрубной секции, тс	25,8	30,6	38,4

Таблица 3

Грузовые характеристики кранов, применяемых при разгрузке труб длиной до I2 м и диаметром I420 мм

Краны					Количество труб и секций, поднимаемых краном в зависимости от размера трубы, мм		
Марка	Максимальная грузоподъемность, т	Вылет крюка, м	Радиус поворота хвостовой части крана, м	Грузоподъемность при вылете крюка, соответствующая расстоянию С (рис.I), т	I420x 2I,6	I420x 25,8	I420x 3I,9
Краны пневмоколесные:							
КС-4362	I6	3,8-I0	3,3	7,4	-	I	I
КС-436I (К-I6I)	I6	3,4-I0	3,0	9,0	I	I	I
КС-5363	25	4,5-I3,8	3,6	I5,0	I	2	2
Краны автомобильные:							
КС-456IA (К-I62)	I2	4,2-I3	2,9	6,0	I	I	I

Примечание. В таблице приведено число труб и секций, поднимаемых краном при вылете крюка, соответствующему расстоянию А (см.рис.I).

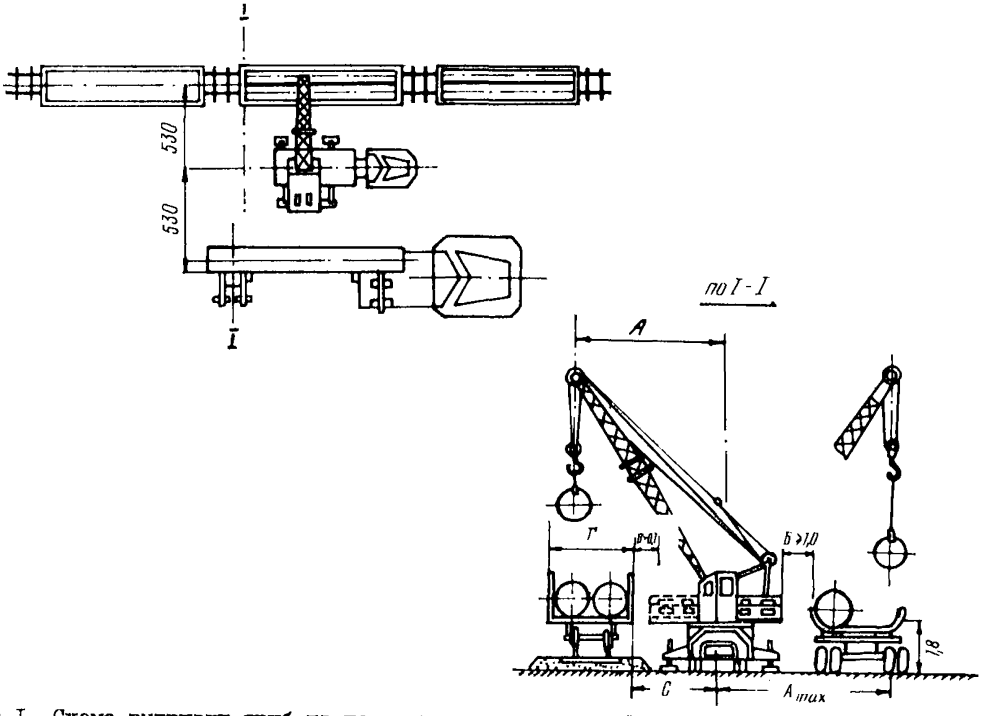

Рис.I. Схема выгрузки труб из полувагонов с погрузкой их на транспортные средства

2.3. Основные данные о числе труб размером I420x25,8 мм в полувагоне, необходимом количестве полувагонов и числе труб на I км трубопровода приведены в табл.4.

Таблица 4

Основные данные о трубах размером I420x25,8 мм при их транспортировке в полувагонах

Показатели	Значения показателей
Количество труб в полувагоне, шт.	4
Количество полувагонов на I км, шт.	22
Количество труб на I км трубопровода, шт.	87

2.4. При разгрузке труб из полувагонов кран следует располагать согласно схеме (см.рис.I).

Просвет Б между хвостовой частью платформы крана и наружным бортом вагона должен составлять не менее I м.

Допустимое расстояние С между продольной осью крана и боковой стенкой полувагона равно

$$C = A_{max} - \Gamma + 0{,}5\mathcal{D}, \qquad (I)$$

где A_{max} – допустимый рабочий вылет крюка в зависимости от массы поднимаемой трубы;

Γ – ширина полувагона;

$\mathcal{D}$ – диаметр перевозимых труб.

2.5. Выгрузку труб из полувагонов и погрузку их на транспортные средства выполняют в такой последовательности:

подают полувагоны с трубами на место разгрузки;

устанавливают в рабочее положение кран на прирельсовой разгрузочной площадке;

снимают скрутки, крепящие трубы в полувагоне;

подают крюк со стропом или несколькими стропами на середину полувагона;

стропуют, поднимают, перемещают и грузят трубы на трубовоз;

выгружают аналогично вторую трубу;

закрепляют трубы, уложенные на трубовозе.

2.6. При разгрузке труб из полувагонов и погрузке их на транспортные средства с помощью кранов необходимо пользоваться торцевыми захватами (рис.2), состоящими из двух или более канатов с крюками на концах.

Складирование

2.7. При складировании труб следует предусматривать выполнение работ в приведенной последовательности:

определить и подготовить места для складирования;

устроить подъездные пути и площадки под склады труб;

оснастить склад труб необходимыми машинами и оборудованием;

уложить трубы в штабеля;

обеспечить устойчивость труб и предотвратить от раскатывания;

выполнить погрузочно-разгрузочные работы труб с транспортных средств.

2.8. Площадь складов должна обеспечить размещение труб, проезд транспортных и грузоподъемных средств, проход людей.

2.9. Между смежными штабелями труб следует оставлять проходы шириной не менее I м.

2.I0. На площадках под склады труб необходимо предусмотреть уклоны I,5-2^{0} для обеспечения отвода атмосферных осадков и грунтовых вод.

2.II. Склады должны иметь сквозной или круговой проезды шириной не менее 4,5 м для транспортных и грузоподъемных средств.

2.I2. Трубы следует укладывать в седло штабелями в 4 яруса с применением автоматических захватов, в сборно-разборные стеллажи СР-I42I или крепить специальными инвентарными приспособлениями, обеспечивающими устойчивость их в штабеле и безопасность рабочих. Если нет сборно-разборных стеллажей, то трубы укладывают в штабели в два яруса с укреплением крайних труб упорами.

2.I3. Сборно-разборный стеллаж СР-I42I (рис.3), используемый при складировании труб, разработан СКБ Газстроймашина и ВНИИСТом. Стеллаж имеет основание, состоящее из трех пар ложементов, расположенных параллельно.

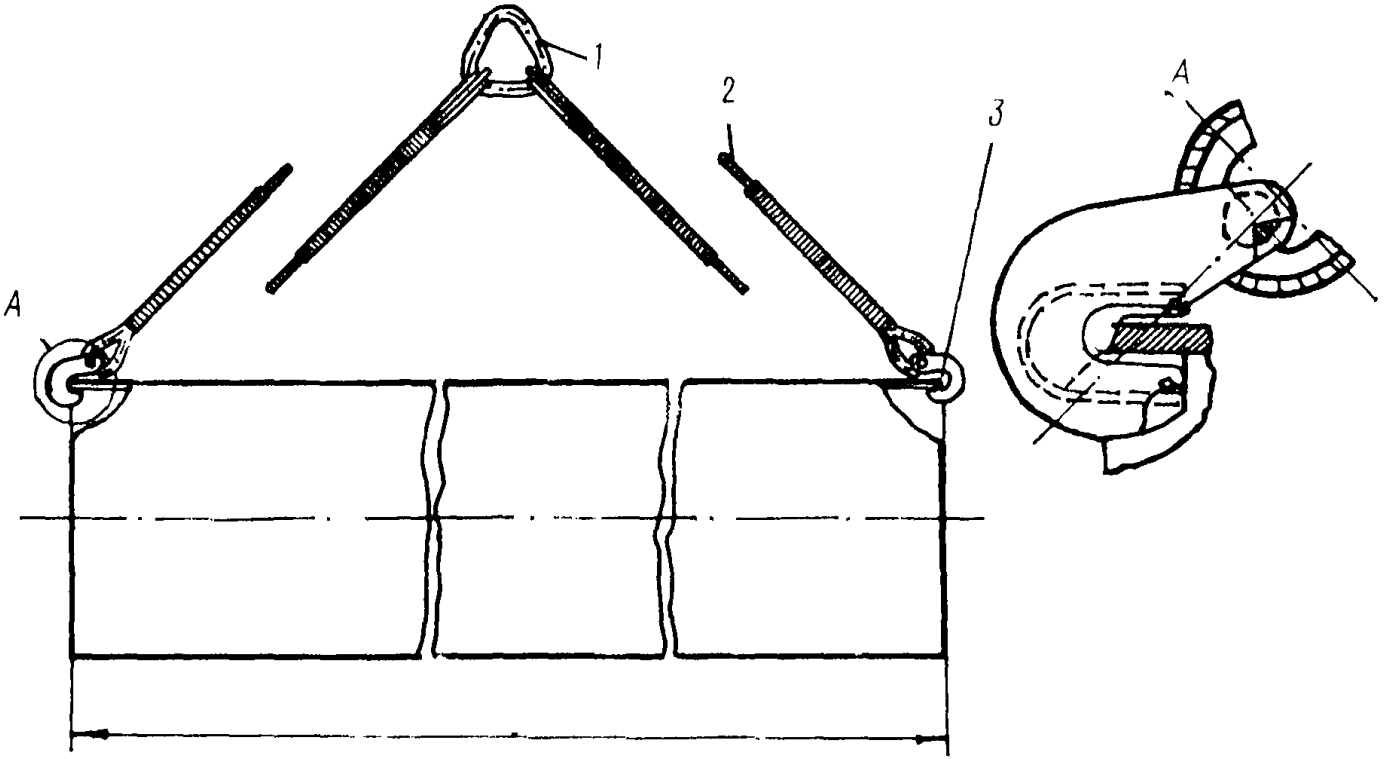

Рис.2. Захват торцевой ЗТ-I422:
I - серьга; 2 - канат; 3 - крюк

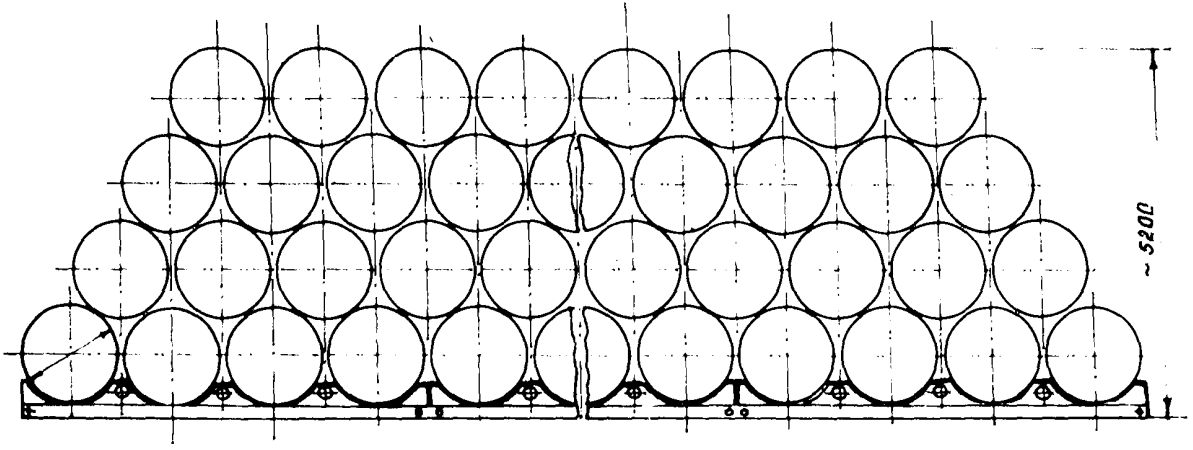

Рис.3. Сборно-разборный стеллаж СВ-1421

Опорная поверхность ложементов облицована резиновыми подкладками.

Технические данные сборно-разборного стеллажа приведены в табл.5.

Таблица 5

Технические данные сборно-разборных стеллажей СР-I42I

Параметры	Значения параметров
Диаметр складируемых труб, мм	I420
Длина складируемых труб, м	8-I2
Число ложементов в одном стеллаже, шт.	6
Число ярусов труб по высоте, шт.	4
Число стеллажей на I км труб, комплект	2
Размеры ложемента, мм:	
длина	5840
ширина	400
высота	545
Масса одного ложемента стеллажа, кг	7I0

Примечание. Ложементы укладывают в две линии так, чтобы стыки в горизонтальной плоскости были расположены вразбежку.

2.I4. Схема складирования труб на стеллаже СР-I42I с помощью гусеничного крана СКГ-40 с использованием автоматического захвата показана на рис.4.

При укладке труб кран располагают в промежутке между ложементами стеллажа и выполняют следующие операции:

размещают на ложементы первые десять труб, располагая в I, 2, 3, 4-м рядах соответственно 4,3,2,I трубы;

перемещают кран на новую позицию:в первый ряд укладывают 4 трубы и еще I2 ("в седло") - по 4 трубы в каждый последующий ряд;

перемещают кран вновь и укладывают в "седло" остальные трубы.

После окончания укладки на стеллаже должно быть размещено в первом ряду I2, во втором II, в третьем I0 и в четвертом 9 труб.

2.I5. При складировании труб не допускается:

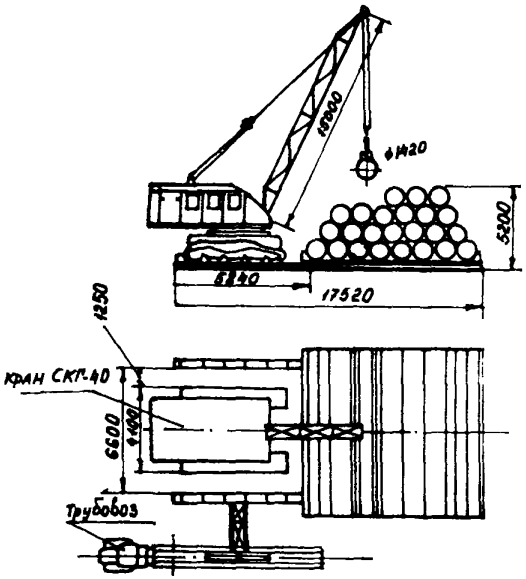

Рис.4. Схема складирования труб на стеллаж СР-I42I с помощью гусеничного крана СГ-40

укладывать в один штабель трубы разного диаметра;

укладывать трубы верхнего ряда до закрепления труб нижнего ряда;

складировать вместе изолированные и неизолированные трубы;

укладывать трубы в наклонном положении, т.е. с опиранием поверхности трубы на кромки нижележащих труб.

Транспортировка труб и секций

2.I6. Трубы длиной I0-I2 м от пунктов выгрузки (прирельсовые площадки, пристани) до трубосварочных баз или непосредственно на трассу строительства трубопровода следует достав -

лять трубовозами на шасси автомобилей КрАЗ-255Б, УРАЛ-375, ЗИЛ-131, МАЗ-7910.

2.17. Перевозку секций труб длиной до 36 м от трубосварочной базы до трассы строительства трубопровода рекомендуется осуществлять трубоплетевозами ПВ-204, ПВ-301, ПТ-252, ПТ-401 соответственно на шасси КрАЗ-2556, МАЗ-543, К-701, трактора Т-130.

2.18. Предельное число труб и секций, перевозимых одновременно на подвижном составе с учетом грузоподъемности машин, массы труб и допускаемых транспортных габаритов, приведено в табл.6.

2.19. Положение длинномерных секций труб на транспортных средствах следует определять исходя из грузоподъемности, габаритных ограничений и геометрической вписываемости.

Нагрузки на транспортные средства определяют из следующих зависимостей:

$$G_a = \frac{0{,}5q \cdot L \cdot n(L - 2c)}{B} \quad ; \qquad (2)$$

$$G_n = \frac{0{,}5q \cdot L \cdot n(L - 2a)}{B} \quad , \qquad (3)$$

где G_a, G_n – нагрузки от груза, приходящиеся соответственно на автомобиль и прицеп;

q – масса 1 м трубы;

L – длина трубы;

n – число труб;

$a; c$ – свес трубы соответственно передний и задний;

B – расстояние между кониками.

2.20. Необходимая ширина дороги в зоне поворота, исходя из вписываемости труботранспортных машин в прямоугольный поворот, определяют по табл.7.

2.21. Допустимая величина заднего свеса секции трубы при движении по пересеченной местности не должна превышать размеров, указанных в табл.8.

2.22. При перевозке изолированных труб труботранспортные средства следует оборудовать специальными устройствами типа ПИТ-200 или кониками типа ПП-31 (см.рис.5), предохраняющими наружную поверхность труб от повреждений.

Таблица 6

Предельное число труб или секций, перевозимых на одном подвижном составе

Грузоподъемность, т	Марка трубоплетевоза или тип тягача	Число труб или секций на подвижном составе (шт.) при разных размерах труб (мм) и длине секций, м								
		I420x2I,6			I420x25,8			I420x32		
		I2	24	36	I2	24	36	I2	24	36
9	ПВ-93 ("Урал-375") ПВ-94 (ЗИЛ-I3I)	I	-	-	-	-	-	-	-	-
I9	ПВ-204 (КрАЗ-255Б)	2	I	-	2	-	-	I	-	-
25	ПТК-252 (К-70I)	2	I	-	2	I	-	2	-	-
30	ПВ-30I (МАЗ-543)	3	I	I	3	I	-	2	I	-
40	ПТ-40I (Т-I30, Т-I80)	3	2	I	3	2	I	3	I	-

Таблица 7

Необходимая ширина дороги в зоне поворота труботранспортных машин

Ширина входного проезда, м	Ширина дороги в зоне поворота (м) при базе транспортного средства, м			
	I2	I6	20	24
5	I5	I8	22	26
I0	II,5	I4	I7,5	20
I5	8	I2	I4	I7
20	7,5	9	I2	I4
25	7	8	II	I3

Примечание. При других угловых проездах ширину проезда определяют расчетом.

Таблица 8

Допустимые величины заднего свеса секций труб при транспортировке их по пересеченной местности

Сумма уклонов спуска и подъема в зоне перегиба, град.	Допустимая величина заднего свеса секций (м) при погрузочной высоте, м			
	I,3	I,5	I,9	2,I
35	2,0	2,5	3,2	3,5
30	2,4	2,9	3,7	4,2
25	3,0	3,7	4,3	5,0
20	3,7	4,4	5,4	6,0
I5	4,9	5,5	7,0	7,8
I0	7,5	9,0	I2,0	I3,0

Техническая характеристика коника типа ШI-3I

Базовые плетевозы ПВ-93, ПВ-94, ПВ-204, ПВ-301, ПТК-252, ПТ-401

Диаметр перевозимых труб и секций, мм.... I020-I420

Грузоподъемность одного комплекта, кг.... 30000

Угол качания коника тягача в продольном направлении, град ..... ±I0

Угол поворота ложемента тягача относительно опорных роликов, град ..... ±23

Масса одного комплекта приспособления, кг.. I000

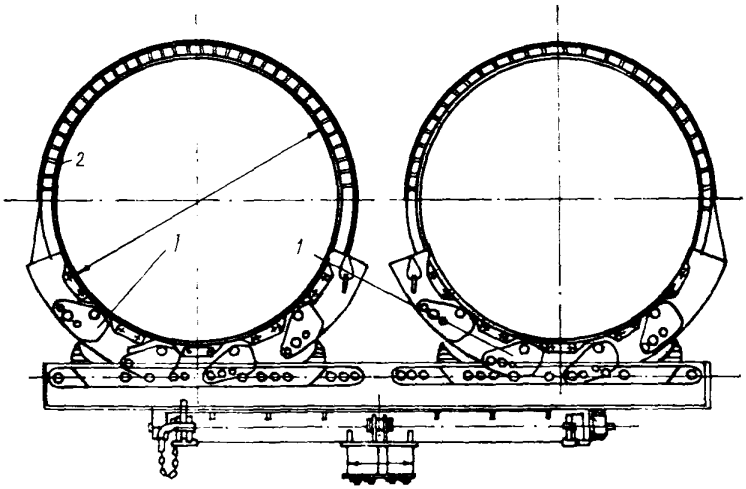

Рис.5. Приспособление ШП-31 для предохранения наружной поверхности труб при транспортировке:
1 - ложемент поворотный; 2 - труба

2.23. Для перевозки труб в горной местности в зависимости от дорожных условий (профиль пути, величина уклонов) применяют автомобильные, тракторные или другие средства.

2.24. В горных условиях на участках с продольными уклонами до 10^{0} перевозку труб или секций длиной до 24 м следует выполнять трубоплетевозами на базе автомобилей.

На участках с частым чередованием подъемов и спусков с продольными уклонами $10-20^{0}$ для перевозки труб необходимо применять поезда на гусеничном ходу или использовать автомобили высокой проходимости.

2.25. На особо трудных участках трассы с подъемами более 20^{0} пересеченной местности должны быть использованы дежурные тягачи или тракторные самоходные лебедки, помогающие транспортным машинам преодолевать эти участки.

На спусках следует подстраховывать транспортное средство

путем подсоединения его через канат к трактору, следующему сзади.

2.26. Если невозможно доставить трубы и трубные секции автомобильными транспортными средствами непосредственно к месту монтажных работ, то по трассе следует предусматривать промежуточные пункты (разгрузочные площадки).

Места размещения разгрузочных площадок надо выбирать с учетом устройства разворотов транспортных средств и двухстороннего проезда. Разгрузочные площадки должны быть оборудованы погрузочно-разгрузочными средствами.

2.27. В песчано-пустынной местности применяют различные методы перевозок.

Для преодоления песков в основном используют полноприводные автомобили МАЗ-7910, МАЗ-543 и гусеничные поезда на базе тракторов Т-100, Т-130; с целью повышения проходимости поездов в песках на прицепах применяют арочные шины и пневмокатки.

2.28. Перевозку труб в зависимости от дорожных условий рекомендуется осуществлять колесными или гусеничными тракторами:

по зимникам и грунтовым дорогам с несущей способностью более 1,0 кгс/см^2 - трубовозами ПВ-93, ПВ-94 на шасси автомобилей УРАЛ-375, ЗИЛ-131;

по заснеженным зимникам и дорогам на участках вечной мерзлоты с несущей способностью от 0,5 до 1,0 кгс/см^2 - болотоходами БТ-361 "Тюмень", гусеничными плетевозами ПТГ-251 (в составе болотного трактора Т-130Б и двух гусеничных роспусков).

2.29. Перевозку секций труб длиной до 36 м на трассу можно осуществлять:

по зимникам и дорогам с несущей способностью более 1,0 кгс/см^2 - трубоплетевозами ПВ-204, ПВ-301;

по заснеженным зимникам и дорогам на участках вечной мерзлоты с несущей способностью от 0,5 до 1,0 кгс/см^2 - гусеничными плетевозами ПТГ-251.

Погрузочно-разгрузочные работы на трубосварочных базах, разгрузочных площадках и трассе

2.30. Погрузочные и разгрузочные работы на трубосварочных базах, разгрузочных площадках и трассе осуществляют в основном трубоукладчиками.

Для работы с трубами и секциями диаметром 1420 мм рекомендуется использовать трубоукладчики Т-3560М и ТГ-502.

Основные грузовые характеристики кранов-трубоукладчиков приведены в табл.9.

Таблица 9

Основные грузовые характеристики кранов-трубоукладчиков

Показатели	Значения показателей для разных марок трубоукладчиков	
	Т-3560М	ТГ-502
Момент устойчивости, т.см	75	125
Грузоподъемность (т) при вылете крюка, м:		
2	26,8	44,5
3	17,8	29,7
4	13,4	22,3

2.31. Трубоукладчик ТГ-502 можно использовать для выполнения погрузочно-разгрузочных работ на сварочных базах и трассе при работе с одиночными трубами, двухтрубными и трехтрубными секциями при вылетах крюка до 4 м, а трубоукладчик Т-3560М - только при работе с одиночными трубами при тех же вылетах стрелы.

2.32. Для выполнения подъемно-транспортных операций на трубосварочной базе, в местах складирования и на трассе трубоукладчики должны быть снабжены мягкими полотенцами, траверсами, клещевыми и автоматическими захватами.

Основные технические данные мягких полотенец, траверсы, клещевых и автоматических захватов приведены ниже в табл.10-13.

2.33. Погрузка секций труб на транспортные средства включает следующие операции:

подают к месту складирования трубоплетевоз и кран-трубоукладчик, оснащенный грузозахватными средствами (для изолированных труб - мягкое полотенце, клещевой захват, для неизолированных - кольцевой строп);

устанавливают прицеп-роспуск трубоплетевоза за тягачом на расстоянии, обусловленном длиной перевозимой секции;

перемещают кран-трубоукладчик с навешенным грузозахватным устройством к месту складирования секций;

стропуют секцию мягким полотенцем путем протаскивания лент полотенца под секцией, затем поднимают секцию и перемещают трубоукладчиком к трубоплетевозу;

погружают секцию на трубоплетевоз методом последовательной погрузки в два приема, сначала на ложемент тягача, затем на коники прицепа;

осуществляют аналогичные операции при погрузке других секций труб;

закрепляют секции труб после их погрузки на тягаче и роспуске.

Таблица I0

Основные технические характеристики мягких полотенец

Показатели	Значения показателей для полотенец разных марок	
	ПМ-I425	ПМ-I426
Максимальная грузоподъемность, тс	63	70
Диаметр поднимаемой трубы, мм	I420	I220-I420
Габаритные размеры ленты, мм:		
длина	5080	5I00
ширина	800х2	400х2
толщина	I0	I0
Масса, кг:		
ленты	68х2	84х2
полотенца	387	427

Таблица II

Основные технические характеристики траверсы ТР-182

Показатели	Значения показателей
Максимальная грузоподъемность, тс	18
Диаметр поднимаемой трубы, мм	1020–1420
Габаритные размеры траверсы, мм:	
длина	9900
ширина	550
высота	606
Масса, кг	1530

Таблица 12

Основные технические характеристики клещевого захвата КЗ-1422

Показатели	Значения показателей
Максимальная грузоподъемность, тс	28
Длина поднимаемой трубы, м	От 8 до 36
Габариты, мм:	
длина	3050
ширина	2290
высота	350
Масса, кг	1130

Примечания: 1. Клещевой захват КЗ-1422 снабжен капролоновыми накладками и применяют его для работы с изолированными трубами и секциями.

2. Для работы с трубами на складах в основном используют автоматические захваты.

Таблица 13

Основные технические характеристики трубного автоматического захвата ЗТ-102

Показатели	Значения показателей
Максимальная грузоподъемность, тс	10
Диаметры поднимаемых труб, мм	1420
Габаритные размеры, мм:	
длина	12440
ширина	1130
высота	1750
Масса, кг	1960

2.34. Работы по разгрузке секций труб с транспортных средств на трассе осуществляют в приведенной последовательности:

подают к месту разгрузки трубоплетевоз, доставивший секцию на трассу;

снимают крепление секций на трубоплетевозе;

подъезжают к средней части загруженной секции на кране-трубоукладчике, оснащенном грузозахватным устройством (для изолированных труб - мягкое полотенце или клещевой захват, а для неизолированных труб - кольцевой строп);

стропуют секцию в средней части так, чтобы точка подвеса крюка была смещена в сторону от центра тяжести секции на 25-30 см;

поднимают секцию на высоту, примерно на 0,5 м превышающую уровень коников трубоплетевоза;

осуществляют отъезд транспортного средства, после чего перемещают секцию и укладывают ее на лежки под острым углом к оси трубопровода.

3. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ И ЗЕМЛЯНЫЕ РАБОТЫ

3.1. Подготовительные и земляные работы, включая инженерную подготовку полосы строительства, необходимо выполнять в строгом соответствии с проектом, а также с учетом требований, изложенных в следующих нормативных документах:

СНиП III-8-76 "Земляные сооружения";

СН 452-73 Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов [1];

"Инструкция по рекультивации земель при строительстве магистральных трубопроводов" (ВСН 2-59-75 / Миннефтегазстрой) [2];

"Руководство по рекультивации земель при строительстве магистральных трубопроводов" (Р 204-75) [3];

"Указания по производству работ при сооружении магистральных трубопроводов. Вып.3 Подготовительные и земляные работы" [4];

"Инструкция по строительству временных дорог для трубопро-

водного строительства в сложных условиях (на обводненной и заболоченной местностях" (ВСН 2-105-78 Миннефтегазстрой) [5].

3.2. С целью обеспечения бесперебойного снабжения строительства трубами и материалами и сохранения изоляционного покрытия при транспортировке изолированных труб и секций временные дороги для проезда строительных и транспортных машин следует сооружать с тщательным соблюдением строительных требований.

3.3. Для обеспечения вписываемости газопровода в рельеф местности и полного прилегания трубопровода к основанию траншеи следует предусматривать тщательное выполнение работ по срезке неровностей рельефа местности - срезке бугров, склонов, засыпке впадин, оврагов, балок и других понижений и выравниванию микрорельефа.

Выравнивание микрорельефа особенно тщательно необходимо выполнять на участках трассы, где предусмотрено рытье траншей роторными экскаваторами; в этом случае объемы планировочных и земляных работ увеличиваются на 25-30% и должны быть учтены в проекте.

До тех пор пока указанные работы не будут выполнены в объемах, предусмотренных проектом, не допускается приступать к разработке траншей.

3.4. Типы машин, используемые для разработки траншей, следует выбирать в зависимости от местных условий и в соответствии с проектом производства работ, причем предпочтение следует отдавать роторным экскаваторам, которые обеспечивают лучшее качество траншеи и более высокую производительность.

3.5. В случае необходимости увеличить темп рекомендуются комбинированные способы разработки грунта:

последовательные проходы на участке трассы двух или трех роторных экскаваторов, первый из которых роет траншею не на полный профиль, а последующие - дорабатывают ее до проектных размеров;

одновременная работа одноковшовых экскаваторов и бульдозеров-рыхлителей, причем сначала роют выемку в виде корыта на глубину 0,7-0,9 м бульдозером, а затем осуществляют доработку траншеи до проектной отметки одноковшовым экскаватором.

3.6. На участках трассы, где траншею разрабатывали одноковшовыми экскаваторами, следует разравнивать выступы (гребешки) на дне траншеи, для этой цели могут быть использованы микробульдозеры (планировщики дна траншеи).

На дне траншеи в скальных и мерзлых грунтах должна быть устроена подушка из мягкого грунта толщиной 10 см.

3.7. Приемку вырытой траншеи следует осуществлять с обязательной нивелировкой дна траншеи. Нивелировку необходимо выполнять с соблюдением следующих интервалов:

на прямых участках через 50 м;

на кривых упругого изгиба через 10 м;

на кривых принудительного гнутья через 2 м.

К моменту укладки газопровода дно траншеи должно быть выровнено в соответствии с проектом.

Укладка газопровода в траншею меньшего профиля, чем предусмотрено проектом, запрещается.

3.8. Засыпку траншей необходимо вести непосредственно вслед за опуском газопровода и установкой балластных грузов или анкерных устройств. Места установки запорной арматуры, тройников засыпают после окончания испытания трубопровода; места, где установлены контрольно-измерительные пункты, - после приварки катодных выводов.

3.9. При засыпке газопровода грунтом, содержащим мерзлые комья, щебень, гравий и другие включения размером более 50 мм в поперечнике, изоляционное покрытие следует предохранять от повреждений путем присыпки мягким грунтом на толщину 20 см над верхней образующей трубы или устройства защитных покрытий, предусмотренных проектом.

3.10. Рекомендуется при засыпке траншей пользоваться передвижными защитными экранами (профилированными по форме трубы предохранительными щитами), снижающими высоту падения грунта на трубу до 20 см.

3.11. Засыпку траншей целесообразно выполнять роторными траншеезасыпателями ТР-351, а если их нет, то бульдозерами класса 15-25 т.

Для увеличения темпа засыпки рекомендуется одновременно использовать траншеезасыпатели и бульдозеры.

4. СВАРКА ГАЗОПРОВОДОВ

4.I. Сварочно-монтажные работы разрешается выполнять при температуре окружающего воздуха не ниже минус 50^{0}С, если нет других ограничений.

4.2. К прихватке и сварке стыков магистральных газопроводов допускаются сварщики, имеющие соответствующие удостоверения и выполнившие сварку допускных стыков, предусмотренных разделом 2 "Инструкции по технологии сварки магистральных трубопроводов" ВСН 2-I24-80 (Миннефтегазстрой) [6]. Прихватку и сварку запорной распределительной арматуры и деталей трубопроводов с трубами должны выполнять сварщики 6-го разряда.

4.3. При испытании сварных образцов на изгиб труб диаметр нагружающей оправки должен быть равным:

для труб с временным сопротивлением разрыву 55-60 кгс/мм^2 - 45 ± 2 мм при испытании образцов корнем шва внутрь или наружу и 50 ± 2 мм при испытании на ребро;

для труб с временным сопротивлением разрыву 65-70 кгс/мм^2 - 55 ± 2 мм при испытании образцов корнем шва внутрь или наружу и 60 ± 2 мм при испытании на ребро.

4.4. Среднее значение угла изгиба образцов должно быть не менее $I20^{0}$, а минимальное значение - не менее $I00^{0}$.

При подсчете среднего значения все углы больше $I50^{0}$ принимают равным $I50^{0}$.

4.5. На разрыв испытывают образцы со снятым усилением. Среднее значение временного сопротивления разрыву сварных образцов должно быть не меньше нормативного значения временного сопротивления разрыву основного металла.

Допускается на одном образце (из четырех испытанных) снижение временного сопротивления разрыву на 5% от нормативного уровня временного сопротивления разрыву основного металла.

4.6. Если результаты испытаний образцов на растяжение или изгиб оказались ниже показателей, установленных пп.4.3 и 4.4, то разрешается провести повторные испытания на удвоенном количестве образцов, вырезанных из повторно сваренного допускного стыка.

Если при повторном испытании получены неудовлетворительные результаты хотя бы по одному стыку, то сварщика или бри-

гадира сварщиков к работе не допускают, и они должны пройти переподготовку.

4.7. Для сварки корневого слоя шва труб с толщиной стенки свыше 26 мм следует применять электроды только с основным видом покрытия.

Технология сварки труб из малоперлитной стали марок 09Г2ФБ, 10Г2Ф с нормативным временным сопротивлением разрыву 56 кгс/мм^2

4.8. Для сварки кольцевых стыков магистральных газопроводов из стали 09Г2ФБ, 10Г2Ф следует применять сварочные материалы, рекомендуемые для сварки труб с нормативным значением временного сопротивления разрыву 55-60 кгс/мм^2 в соответствии с Инструкцией ВСН 2-124-80 Миннефтегазстрой [6].

4.9. Температуру предварительного подогрева труб с толщиной стенки до 26 мм включительно выбирают в соответствии с Инструкцией ВСН 2-124-80 Миннефтегазстрой [6].

Температура предварительного подогрева труб с толщиной стенки свыше 26 до 32 мм должна быть равной 150°С в случае выполнения корневого слоя шва электродами с основным видом покрытия и 200°С при сварке корневого слоя шва электродами с целлюлозным видом покрытия.

4.10. Технология сварки труб должна соответствовать требованиям Инструкции ВСН 2-124-80 Миннефтегазстрой [6].

4.11. Автоматическую сварку под слоем флюса (двухсторонню и односторонню по ручной подварке) следует выполнять в соответствии с требованиями Инструкции ВСН 2-124-80 Миннефтегазстрой [6].

Технология сварки труб из бейнитной стали с нормативным временным сопротивлением разрыву 60 кгс/мм^2

4.12. Для ручной дуговой сварки кольцевых стыков труб из бейнитной стали необходимо применять сварочные материалы в соответствии с табл.14.

Таблица I4

Сварочные материалы для ручной дуговой сварки

Электроды				Трубы			
Назначение	По ГОСТ 9467-75		Марка	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Нормативное значение временного сопротивления разрыву, кгс/мм²	Условия прокладки
	тип электрода	вид покрытия					
Для сварки первого (корневого) слоя шва неповоротных стыков труб	Э50	Ц	ВСЦ-4А	4,0	I5-26	60	Подземная
	Э60	Ц	ВСЦ-60	4,0	I5-26	60-70 включит.	"
Для сварки "горячего" прохода неповоротных стыков труб	Э60	Ц	ВСЦ-60	4,0 5,0	I5-26	60-70	"
Для сварки и ремонта корневого слоя шва поворотных и неповоротных стыков труб	Э50	Б	УОНИ I3/55, Гарант КБ50	3,0-3,25	I5-32	60	Любая
	Э60	Б	ВСФ-65У	4,0	I5-32	65-70	"
Для сварки и ремонта заполняющих и облицовочных слоев шва	Э70	Б	ВСФ-75У	4,0 5,0	I5-32	60	"
	Э80	Б	ВСФ-85	4,0-5,0	I5-32	65-70	"

Примечание. В таблице приняты обозначения: Ц - целлюлозное покрытие; Б-основное покрытие.

4.I3. Для автоматической сварки поворотных стыков труб из бейнитной стали сочетание флюс - проволока при любых условиях прокладки следует применять в соответствии с табл.I5.

При подварке корня шва автоматической сваркой под слоем флюса необходимо использовать те же самые материалы, которые рекомендованы для сварки заполняющих слоев шва.

4.I4. Температура предварительного подогрева труб из

Таблица I5

Сочетание сварочных материалов для автоматической сварки поворотных стыков труб

Способ сварки	Сочетание сварочных материалов: флюс	Сочетание сварочных материалов: сварочная проволока	Временное сопротивление разрыву свариваемых труб, кгс/мм^2
Односторонняя сварка по сваренному вручную корневому слою	АН-47	Св-08АМ	60
	АН-47	Св-08АМФ	65-70
Двусторонняя сварка	АН-47	Св-08АМ	60
	АН-47	Св-08АМФ	65-70

стали бейнитного класса должна быть выбрана в соответствии с Инструкцией ВСН 2-I24-80 Миннефтегазстрой [6], исходя из толщины стенки трубы, температуры окружающего воздуха и эквивалента углерода.

4.I5. Эквивалент углерода труб из стали бейнитного класса, содержащей бор, следует подсчитывать по формуле

$$C_{экв} = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr + Mo + \Sigma V + Nb + Ti}{5} + \frac{Ni + Cu}{15} + 15B, \quad (4)$$

где $C, Mn, Cr, Mo, V, Nb, Ti, Ni, Cu, B$ – химические символы легирующих элементов.

4.I6. Сварные соединения разрешается оставлять незавершенными после окончания рабочего дня или остановки работ при условии соблюдения требований Инструкции ВСН 2-I24-80 Миннефтегазстрой [6].

4.I7. Автоматическую сварку труб под слоем флюса (двухсторонюю или односторонюю по ручной подварке) следует выполнять в соответствии с требованиями Инструкции ВСН 2-I24-80 Миннефтегазстрой [6], режимы сварки должны соответствовать режимам, рекомендованным для сварки термически упрочненных труб.

Технология сварки квазимонолитных труб из стали 09Г2СФ АКМ с нормативным временным сопротивлением разрыву 56 кгс/мм^2

4.I8. Перед началом сварки труб из квазимонолитного металла необходимо тщательно осмотреть кромки труб. Трубы с визуально обнаруженными расслоями, выходящими на кромки труб, сваривать не разрешается.

4.19. В трубы из квазимонолитного металла запрещается делать любые врезки в трассовых условиях.

4.20. Для сварки кольцевых стыков магистральных газопроводов из стали 09Г2СФ АКП следует применять сварочные материалы, рекомендуемые для сварки труб с нормативным значением временного сопротивления разрыву 55-60 кгс/мм^2, в соответствии с Инструкцией ВСН 2-124-80 Миннефтегазстрой [6].

4.21. Запрещается применять электроды диаметром 5,0 мм для сварки заполняющих и облицовочных слоев шва.

4.22. Для сварки заполняющих слоев шва рекомендуется применять электроды с основным видом покрытия диаметром 4,0 мм, позволяющие вести сварку способом "сверху - вниз".

4.23. Сварку труб из стали 09Г2СФ АКП необходимо выполнять без предварительного подогрева. При температуре окружающего воздуха плюс 5°С и ниже стыки должны быть просушены в пламени газоподогревателя при температуре 50-80°С.

Не следует перегревать стык выше указанной температуры, чтобы избежать появления трещин при сварке корневого слоя шва.

4.24. Сварные соединения разрешается оставлять незавершенными после окончания рабочего дня или остановке работ при условии, что не выполнен только облицовочный слой шва.

4.25. Автоматическую сварку под слоем флюса (двухстороннюю или одностороннюю по ручной подварке) труб с толщиной стенки до 26 мм включительно следует вести в соответствии с Инструкцией ВСН 2-124-80 Миннефтегазстрой [6].

Клеймение стыков и плетей

4.26. Каждый стык должен иметь клеймо сварщика, выполнявшего сварку.

Если сварку одного стыка выполняют несколько сварщиков, то на каждом стыке должно быть поставлено столько клейм, сколько сварщиков в данной бригаде, или одно клеймо, присвоенное всей бригаде.

На каждой секции, сваренной на трубосварочной базе, обязательно с одного ее торца наносят порядковый номер.

4.27. Стыки труб маркируют несмываемой краской.

4.28. Клеймо наносят на расстоянии 100-150 мм от стыка, а на неповоротных стыках их ставят в верхней полуокрашности трубы.

Контроль сварных соединений

4.29. Сварные соединения линейной части магистральных трубопроводов подвергают:

систематическому операционному контролю в процессе сборки и сварки;

внешнему осмотру и замеру параметров сварных соединений, регламентированных Инструкцией ВСН 2-I24-80 Миннефтегазстрой [6];

неразрушающему контролю физическими методами.

4.30. Стыки, выполненные электродуговой сваркой после внешнего осмотра и устранения всех недопустимых наружных дефектов, подвергают I00%-му неразрушающему контролю радиографическим методом; I00% сварных соединений квазимонолитных труб должны быть проконтролированы дополнительно ультразвуковым методом.

4.3I. При контроле физическими методами годными считают сварные соединения, величина дефектов в которых не превышает размеров, приведенных в Инструкции ВСН 2-I24-80 Миннефтегазстрой [6].

Ремонт сварных соединений

4.32. Сварные соединения разрешается ремонтировать, если в них имеются любые недопустимые дефекты, кроме указанных в п.4.33.

4.33. Стыки, имеющие трещины суммарной длиной более 50 мм или суммарную протяженность участков дефектов более I/6 периметра стыка, должны быть вырезаны и заварены вновь.

4.34. Дефекты сварных соединений должны быть полностью удалены с помощью абразивных кругов. При ремонте стыка с трещиной длиной до 50 мм засверливают два отверстия на расстоянии не менее 30 мм от краев трещины с каждой стороны. Дефектный участок вышлифовывают полностью и заваривают вновь.

4.35. Дефектные места термически упрочненных труб должны быть удалены только с помощью абразивных кругов. Газовая резка и выплавка дефектных мест не допускается.

4.36. Ремонт стыков осуществляют ручной дуговой сваркой с использованием технологии и сварочных материалов, рекомендованных для данной марки стали.

4.37. Все отремонтированные участки должны быть проконтролированы визуально, просвечены рентгеновскими или гамма-лучами, стыки квазимонолитных труб подвергнуты контролю ультразвуком.

4.38. Повторный ремонт сварных соединений не допускается.

5. КРИВОЛИНЕЙНЫЕ УЧАСТКИ ГАЗОПРОВОДОВ

5.I. С увеличением продольных деформаций, вызванных увеличением внутреннего давления продукта, возрастают требования к криволинейным участкам. В связи с этим радиус свободного изгиба возрастает более чем в два раза, поэтому количество кривых, подвергаемых принудительному гнутью, также возрастает.

5.2. При монтаже линейной части газопровода необходимо обеспечить полное прилегание газопровода ко дну траншеи. Для этих целей трубогибочные станки холодного гнутья труб следует перемещать по трассе, и они должны гнуть трубы по замерам действительного угла поворота трассы.

Допускается изготавливать кривые вставки с углом изгиба 6° на базах или заводах, но при обязательном условии изготовления в трассовых условиях тех кривых вставок, которые обеспечивают полное прилегание газопровода к основанию (дну траншеи).

5.3. Кривые вставки, согнутые на станках, должны иметь овальность по торцам не более 2%. Допускаются гофры на внутренней части изгиба не более IO мм по высоте.

5.4. Станки для холодного гнутья труб могут быть выполнены по принципу двухстороннего стеснения в изгибе (типа ГТ),но иметь дополнительные внутритрубные устройства, обеспечивающие распор труб, чтобы избежать потери устойчивости как по телу трубы, так и по торцам.

5.5. Кривые вставки, изготовленные на базах или заводах, необходимо перевозить от железной дороги до места монтажа на специально оборудованных автопоездах, применение которых позволяет избежать повреждения труб.

6. ОЧИСТКА И ИЗОЛЯЦИЯ СТЫКОВ ТРУБ И ЗАХЛЕСТОВ, РЕМОНТ ПОВРЕЖДЕНИЙ ЗАВОДСКОГО ПОКРЫТИЯ

6.I. Поперечные сварные стыки и захлесты газопровода на IO МПа из труб с заводскими полимерными покрытиями (полиэтиленовыми или эпоксидными) необходимо изолировать в соответствии с проектом: стыки - полимерными термоусаживающимися изделиями-муфтами, манжетами или лентами, а захлесты - термоусаживающимися или обычными полиэтиленовыми липкими лентами.

Работы по изоляции стыков следует выполнять как в стационарных условиях (на трубосварочных базах после сварки труб в секции), так и на трассе после сварки секций или отдельных труб в плеть.

6.2. При выборе и применении полимерных материалов для изоляции стыков и захлестов необходимо учитывать максимальную температуру транспортируемого газа.

6.3. Конструкции покрытий для изоляции стыков, захлестов, катушек могут быть:

ленточное покрытие - слой грунтовки, два слоя полимерной изоляционной ленты и один слой защитной полимерной обертки (на подводных переходах, а также при протаскивании плетей через защитные кожухи под дорогами - два слоя обертки и футеровку); допускается слои полимерной обертки заменять липкой полимерной лентой (слой на слой);

муфтовое или манжетное покрытие - слой термоусаживающейся полиэтиленовой основы со слоем клея на внутренней стороне;

термоусадочное ленточное покрытие - один слой термоусаживающейся ленты толщиной не менее I,5 мм.

6.4. Участок изолируемой поверхности газопровода перед нанесением покрытия необходимо очистить от продуктов коррозии, легко отделяющейся окалины, грязи, масляных пятен, копоти, пыли и влаги.

На изолируемой поверхности не должно быть острых выступов, заусенцев, задиров, капель металла, шлака.

Очищенная поверхность должна соответствовать эталону IУ "Руководства по контролю качества очистки поверхности трубопроводов перед нанесением изоляционных покрытий" (Р 326-77)[7].

Поверхность околошовной зоны и примыкающих участков заводского покрытия должна быть сухой.

6.5. Для очистки изолируемой поверхности следует применять разъемную машину комплекса ИС или портативные разъемные приспособления, а также электрошлифмашинки.

6.6. При применении изоляционных лент в условиях температуры окружающего воздуха ниже плюс 5°С изолируемую поверхность необходимо подогревать до температуры не ниже плюс 15°С, но не выше плюс 50°С с обязательным контролем температуры прибором ТП-1.

6.7. Перед нанесением муфт или манжет изолируемую поверхность трубопровода подогревают газовыми подогревателями стыков типа ПС или ручными горелками до температуры плюс 75°С в зависимости от типа муфт или манжет.

Температуру подогрева регламентируют техническими условиями на муфты (манжеты) и контролируют прибором ТП-1.

6.8. Изолируемую поверхность трубопровода перед нанесением термоусаживающихся лент подогревают до температуры плюс 180°С.

6.9. Для сушки и подогрева околошовной зоны следует применять нагревательные устройства, которые обеспечивают сохранение заводского изоляционного покрытия. При подогреве зоны сварного стыка края заводского покрытия по периметру трубы рекомендуется закрывать асбестовой тканью (картоном) шириной не менее 20 см или подогревать стык изнутри.

6.10. При ручном способе нанесения грунтовки на изолируемую поверхность следует применять волосяные кисти, щетки или поролоновые валики на длинной рукоятке.

6.11. Грунтовку перед нанесением необходимо тщательно перемешать. Температура грунтовки должна быть не ниже плюс 10 и не выше плюс 30°С. В жарком климате допускается, чтобы температура грунтовки была одинаковой с температурой окружающей среды.

6.12. Слой грунтовки на изолируемой поверхности должен быть сплошным и равномерным, без подтеков, сгустков и пузырей. Расход грунтовки под полимерные ленты должен составлять 0,1 – 0,12 л/м^2.

6.13. Липкие изоляционные ленты и защитные обертки можно наносить при температуре окружающего воздуха не ниже минус 40°С. При температуре воздуха ниже плюс 10°С рулоны ленты, обертки и грунтовку перед нанесением необходимо выдерживать не менее 48 ч в теплом помещении при температуре не ниже плюс 15°С.

6.14. При послойном нанесении лент по спирали нахлест должен быть 3–5 см, при намотке сразу двух слоев – на 50% ширины ленты плюс 2–3 см.

В случае"сигаретного" способа нанесения изоляции, когда ширина изолируемой поверхности превышает ширину ленты, перекрытия лент должны составлять не менее 10 см при соблюдении параллельно-поочередного нанесения слоев.

6.15. Нанесение лент и оберток с перекосами, гофрами,морщинами не допускается. Усилие натяжения ленты летом должно быть порядка 1 кгс и зимой – 1,5–2 кгс на 1 см ее ширины.

6.16. Для нанесения лент на стыки механизированным способом применяют комплекс специальных машин.

При небольших объемах работ операции по очистке и изоляции можно выполнять с помощью портативных устройств,а в отдельных случаях – вручную; ширина полимерной ленты при ручном нанесении должна быть не более 25 см.

6.17. При изоляции стыков термоусаживающимися муфтами необходимо выполнить следующие основные операции:

надеть муфту (вместе с упаковкой) на конец трубы;

сварить и проверить качество сварного стыка – очистить изолируемую поверхность;

высушить и подогреть околошовную зону;

снять упаковку и установить муфту на стык и отцентрировать ее с помощью клиньев и с нахлестом на заводское покрытие не менее чем на 7,5 см;

осуществить термоусадку муфты с прикаткой ее к изолируемой поверхности;

проконтролировать качество нанесенного покрытия.

6.18. Разъемные муфты (манжеты) устанавливают на изолируемую поверхность сразу же после ее очистки и подогрева.

6.19. Термоусадку муфты (манжеты) выполняют путем нагрева ее пламенем 2–4 ручных газовых горелок или разъемным кольцевым подогревателем.

Пламя газовой горелки длиной 50–60 см должно равномерно подогревать вначале среднюю часть муфты, а затем края. Горелки следует держать не ближе 15 см от муфты, перемещая возвратно-поступательно по периметру муфты до тех пор, пока муфта не прижмется своей серединой к изолируемой поверхности сварного шва.

После усадки средней части муфты нагрев и усадку продолжают по направлению к краям. Для выравнивания поверхности муфты ее следует прикатывать фторопластовым катком.

6.20. Правильно усаженная муфта должна равномерно и плотно обжимать изолируемую поверхность, а из-под нахлеста муфты на заводское покрытие должен выступить клей.

6.21. Термоусаживающиеся ленты наносят сразу же после подогрева изолируемой поверхности трубы с одновременной прикаткой ее катками.

Ремонт повреждений заводских изоляционных покрытий

Полиэтиленовые покрытия

6.22. Ремонту подлежат все сквозные (до металла) повреждения покрытия, а также повреждения с оставшимся на трубе слоем покрытия толщиной менее 1,5 мм.

6.23. Несквозные повреждения устраняют путем разглаживания горячим шпателем размягченного пропановой горелкой полиэтиленового покрытия, которое не следует перегревать более плюс 110°С.

6.24. Очищенную и подогретую поверхность оголенного металла покрывают слоем клеевой грунтовки.

В качестве грунтовочных материалов используют отечественную грунтовку ГТ-752, а также импортные (например, "Поликен-919", "Нитто 3").

6.25. После высыхания грунтовки до "отлипа" на огрунтованную поверхность вровень с краями дефекта наносят полимерную замазку типа Гермен или твердеющий термостойкий тиоколовый герметик марки 5Т-УТ-38Г или импортный уплотнитель.

6.26. На слой замазки и на заводское покрытие вокруг повреждения в радиусе не менее 15 см наносят слой грунтовки, по которому после высыхания до "отлипа" приклеивают вначале одну заплату с нахлестом на заводское покрытие не менее 15 см, а на нее (тоже по слою грунтовки) - вторую, прикатывая эластичным катком.

Заплаты нарезают из полиэтиленовой липкой ленты.

Вместо двухслойных заплат допускается наклеивать путем подогрева однослойные заплаты из термоусаживающихся лент толщиной не менее 1,5 мм (см.п.6.21).

6.27. На участках заводского покрытия с большим количест-

вом сквозных повреждений (15% и более от общей площади участка) после заполнения повреждений замазкой типа Герлен или герметиком 5I-УГ-38Г и нанесения грунтовки рекомендуется осуществлять ремонт не путем наклейки заплат, а намоткой двух слоев липкой ленты в виде кольцевого бандажа или спирали.

Для ремонта этих повреждений изоляции можно также применять термоусаживающиеся ленты или манжеты. Нахлест ремонтного материала на неповрежденное заводское покрытие при бандажировании должен быть не менее 7,5 см.

6.28. Если повреждения заводского покрытия составляют более 50% общей площади участка трубопровода и на нем можно без особого труда полностью удалить заводскую изоляцию, то рекомендуется эти места переизолировать, нанося на очищенную сухую поверхность по соответствующей грунтовке покрытие из двух слоев полимерной ленты и одного слоя обертки.

6.29. Сквозные повреждения полиэтиленового заводского покрытия можно ремонтировать также шпаклевками на основе эпоксидных смол типа ЭД-16, ЭД-20, ЭД-22 (ГОСТ 10587-76) или ЭП-00-10 (ГОСТ 10277-76), ЭП-00-20.

В качестве наполнителя для жидких эпоксидных шпаклевок следует применять песок, тальк с крупностью зерен не более 0,4 мм, предварительно высушенные до постоянной массы и нагретые перед смешиванием со смолой до 100-120°С.

Смолу с горячим наполнителем (в соотношении 1:3 или 1:4 по массе) смешивают непосредственно перед нанесением шпаклевки, вводя в смесь небольшими порциями отвердитель (10% от массы смолы). Всю массу следует тщательно перемешать и после этого сразу же наносить ее на поверхность трубы, предварительно очищенную и подогретую до 35-40°С, вдавливая шпателем в подплавленные края полиэтиленового покрытия и разглаживая вровень с краями дефекта.

По затвердевшей шпаклевке, а также на прилегающие края заводского покрытия с нахлестом не менее 15 см наносят клеевую грунтовку. После подсыхания грунтовки до "отлипа" приклеивают вначале одну заплату с нахлестом на заводское покрытие не менее 15 см и на нее после нового нанесения грунтовки - вторую из полиэтиленовой липкой ленты.

Вместо двухслойных заплат можно применять также термоусаживающиеся ленты в один слой (см.п.6.21).

6.30. В базовых условиях для ремонта небольших повреждений заводской полиэтиленовой изоляции можно использовать способ наплавления экструдируемого термосветостабилизированного полиэтилена ручным экструдером РЭСУ-500.

Для удобства нанесения трубу поворачивают дефектом кверху. Очищенную поверхность металла и края заводского покрытия равномерно нагревают, избегая перегрева полиэтиленового покрытия.

Эпоксидные покрытия

6.31. Для ремонта повреждений эпоксидного покрытия рекомендуется применять липкие или термоусаживающиеся ленты, а также жидкие эпоксидные композиции.

6.32. При применении липких лент повреждения заклеивают по грунтовке заплатами в два слоя с нахлестом на неповрежденное заводское покрытие не менее 15 см.

6.33. Если на отдельных участках поверхности трубы имеется большое количество повреждений, составляющих 15% и более от общей площади участка изолируемой трубы, а также есть повреждения размером более 250 см^2, то эти места следует переизолировать полимерными липкими лентами в два слоя. Ленточную изоляцию защищают одним слоем липкой обертки.

Для переизоляции больших повреждений можно применять также термоусаживающиеся манжеты.

6.34. В случае применения жидких эпоксидных композиций ремонтируемые места рекомендуется заклеивать заплатами из липкой ленты в один слой по клеевой грунтовке с перекрытием неповрежденной заводской изоляции не менее 10 см.

Контроль качества изоляции сварных стыков и ремонта повреждений заводских покрытий

6.35. При выполнении изоляционных и ремонтных работ контроль качества осуществляют операционно.

Ответственность за операционный контроль качества возлагают на исполнителей (бригадиров, мастеров, прорабов, начальников участков и работников лабораторий).

6.36. Визуальный контроль качества очистки изолируемой поверхности ведут непрерывно. Очищенная поверхность не должна иметь следов ржавчины, пыли, влаги, копоти, масла, снега, наледи, заусенцев, задиров, брызг металла, шлака.

После очистки поверхность трубы должна иметь серый цвет с проблесками металла и соответствовать эталону IУ "Руководства по контролю качества очистки поверхности трубопроводов перед нанесением изоляционных покрытий" (Р 260-77) [7].

6.37. В случае применения импортных изоляционных лент необходимо проверять, правильно ли подобраны клеевые грунтовки. *Для каждого типа ленты должна быть применена соответствующая* ей грунтовка и подобрана обертка по температурным условиям.

Качество грунтовки проверяют по отсутствию сгустков и посторонних примесей. Если обнаружены сгустки или посторонние примеси, то грунтовку следует профильтровать через сито с отверстиями в 0,1 мм.

6.38. Качество нанесения грунтовки контролируют внешним осмотром. Слой грунтовки должен быть равномерным, без пропусков, сгустков, подтеков, пузырей.

6.39. Качество применяемых изоляционных материалов должно соответствовать требованиям технических условий на них.

6.40. Растаривать рулонные изоляционные материалы следует непосредственно при подготовке их к использованию, т.е. на месте производства работ.

У полимерных изоляционных лент проверяют:

отсутствие телескопических сдвигов в рулонах;

разматываемость рулонов при температуре применения;

сохранение клеевого слоя только на одной стороне ленты (не должен переходить на другую сторону).

6.41. Клеющая поверхность термоусаживающихся материалов должна быть сплошной и без каких-либо загрязнений. Толщины клеевого слоя и основы должны соответствовать требованиям технических условий на них.

6.42. Применяемые для ремонта покрытий замазки, герметики и мастичные материалы необходимо проверять на соответствие техническим условиям на них.

6.43. Температурные режимы подогрева изолируемой поверхности и усадки муфты (манжеты), а также применяемые нагревате-

льные приборы должны соответствовать технологическим требованиям по применению этого материала.

6.44. Качество изоляционного покрытия проверяют перед укладкой и после укладки газопровода в траншею.

6.45. Качество изоляции стыков и ремонта повреждений заводского покрытия проверяют по прилипаемости ленты, муфты, ширине и герметичности нахлеста, по толщине покрытия и его сплошности.

Ширина нахлеста на заводское покрытие при изоляции зоны сварного стыка должна быть не менее 7,5 см, а при наклейке заплат - не менее I5 см.

Толщина полиэтиленового покрытия на стыке должна быть не менее I,5 мм. Сплошность изоляционного покрытия проверяют искровым дефектоскопом при напряжении 5 кВ на каждый мм толщины полиэтиленового покрытия. Прилипаемость считается удовлетворительной, если нахлесты полностью приклеены.

6.46. Работы по изоляции стыков и ремонту повреждений заводского покрытия фиксируют в журнале учета изоляционных работ.

6.47. Контроль сплошности покрытия в процессе его нанесения следует осуществлять непрерывно с помощью искрового дефектоскопа.

Адгезию рекомендуется контролировать адгезиметром типа АР-2 через 500-I000 м, а также в местах, вызывающих сомнение.

6.48. Законченные строительством участки трубопровода проверяют на сплошность изоляционных покрытий методом катодной поляризации.

Если установлено, что качество изоляции неудовлетворительно, то для обнаружения мест дефекта следует пользоваться искателем повреждений изоляции.

7. УКЛАДКА ГАЗОПРОВОДОВ В ТРАНШЕЮ

7.I. Непосредственно перед укладкой в траншею следует убедиться в том, что в газопроводе нет воды, снега и других загрязнений полости, которые могли бы существенно увеличить ее массу.

7.2. Чтобы избежать чрезмерной перегрузки трубоукладчиков, до начала работ по укладке газопровода следует проверить ве-

чину смещения его оси в плане относительно оси траншеи, и если она где-либо превышает 5 м, то необходимо на этих участках предварительно осуществить соответствующую коррекцию положения газопровода, переместив его с помощью трубоукладчиков к бровке траншеи.

7.3. Для укладки газопроводов как совмещенным, так и раздельным методом могут быть использованы трубоукладчики грузоподъемностью не менее 60 тс с моментом устойчивости не менее 110 тм.

7.4. При укладке газопровода в траншею должны быть обеспечены следующие условия:

правильный выбор количества трубоукладчиков и их расстановка;

соблюдение расчетных высот подъема газопровода, обеспечивающих предохранение металла труб от перенапряжений и исключающих перегрузки трубоукладчиков;

сохранение изоляционного покрытия газопровода;

полное прилегание газопровода ко дну траншеи по всей его длине;

придание газопроводу строго проектного положения.

7.5. Резкие рывки в работе трубоукладчиков, а также касание газопровода о стенки траншеи и удары его о дно не допускаются.

7.6. Минимальное расстояние (зазор) между газопроводом и стенками траншеи составляет:

на участках, где не предусмотрена балластировка, 100 мм;

на участках, где предусмотрена установка грузов или анкерных устройств, $0{,}45D$ +100 мм (где D - диаметр трубопровода).

7.7. При выполнении работ по укладке газопровода в траншею необходимо строго соблюдать требования СНиП II-42-80 "Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ" и руководствоваться дополнительными положениями, изложенными в данном разделе.

7.8. В зависимости от способа нанесения изоляционного покрытия либо заводского (как из полиэтилена, так и на основе эпоксидных смол), либо трассового (с использованием рекомендуемых в разделе 6 изоляционных лент) - работы по укладке газо-

провода следует выполнять по одной из двух основных технологических схем:

опуск газопровода с ранее нанесенным изоляционным покрытием, включая покрытие на сварных стыках (раздельный метод);

опуск газопровода с одновременным механизированным нанесением на его поверхность изоляционного покрытия (совмещенный метод).

Кроме этих основных схем укладки, на отдельных участках трассы могут быть использованы и другие схемы (сплав, протаскивание, укладка бесподъемным способом) с предварительным анализом их эффективности применительно к конкретным условиям строительства.

7.9. Укладку газопровода в условиях равнинной местности из обычных (неизолированных) труб следует выполнять по традиционной технологии изоляционно-укладочных работ совмещенным способом с учетом следующих дополнительных требований:

количество трубоукладчиков в колонне должно быть увеличено до 8 (при толщине стенки труб менее 23 мм) или до 9 (при толщине стенки от 23 до 26 мм);

очистная и изоляционная машина или комбинированная машина (комбайн) для очистки и изоляции трубопровода типа ОМ-I423П должна быть размещена в средней части колонны с таким расчетом, чтобы зависающий над траншеей изолированный участок укладываемого газопровода поддерживали на весу 3-4 трубоукладчика;

трубоукладчики, поддерживающие изолированный участок трубопровода, должны быть оснащены подвесками, конструкция которых исключает повреждения пленочного изоляционного покрытия (например, катковыми полотенцами типа ПК-I4I или троллейными подвесками с пневмобаллонами типа ТПП-I425).

7.IO. В условиях слабо пересеченной местности, на участках трассы с выпуклым рельефом (при радиусе 2500-4000 м) и на участках, прилегающих к переходам через овраги, балки, ручьи, а также на затяжных продольных уклонах крутизной 8-I5° к числу трубоукладчиков, указанных выше, необходимо в колонне иметь еще один дополнительный трубоукладчик, который следует устанавливать в то место технологической схемы, где он в бо́льшей степени сможет компенсировать неровности рельефа строительной полосы (как правило, его надо ставить в начале или в конце колонны).

Примечание. При наличии в колонне 10 трубоукладчиков допускается совмещенная укладка трубопровода с толщиной стенки труб до 28 мм (например, многослойных конструкций 5х5,6 мм).

7.11. Комплектование колонны дополнительным технологическим трубоукладчиком считается обоснованным, если количество сложных (по условиям рельефа) участков окажется в пределах 6-15 на 10 км трассы.

Если трубоукладчиков окажется меньше, то рационально каждый из этих участков выделить, с точки зрения организации строительства, в категорию переходов.

При большом количестве сложных участков использовать совмещенный способ производства изоляционно-укладочных работ окажется практически невозможно, так как в этом случае синхронное управление трубоукладчиками при их столь большом числе становится крайне затруднительным.

7.12. Если трасса проходит по сильно пересеченной местности, то целесообразно укладку газопровода вести путем последовательного монтажа в проектное положение заранее изолированных (у бровки траншеи) плетей длиной 100-250 м с последующей сваркой монтажных захлестов.

Укладку плетей следует выполнять с использованием 4-7 трубоукладчиков.

7.13. При необходимости вварки в газопровод кривых вставок холодного гнутья они должны быть вварены в монтируемые плети до укладки.

7.14. При сварке монтажных захлестов, чтобы избежать косых стыков, необходимо осуществлять местный подъем газопровода над дном траншеи по обе стороны от монтируемого стыка: с одной стороны, на высоту 0,5-0,7 м двумя трубоукладчиками, удаленными от стыка на 30-35 м, а с другой стороны - одним трубоукладчиком, расположенным возле стыка на высоту 0,2-0,3 м.

Монтажные работы в этом случае следует выполнять с использованием приямков, отвечающих требованиям техники безопасности.

7.15. При укладке участков газопровода с толщиной стенки более 28 мм на ровной местности (или с меньшей толщиной стенки в условиях сильно пересеченного рельефа) следует применять метод последовательного наращивания газопровода из отдельных труб или 2-3-трубных секций непосредственно в траншее.

В этом случае отпадает необходимость в монтаже захлестов. Однако из-за нарушения поточности выполнения работ производительность труда указанным методом сравнительно низкая. Использование данного метода на участках категории В (с толщиной стенки более 28 мм) вполне оправдано, если учесть, что эти участки имеют весьма незначительную протяженность.

7.16. С целью унификации технологической схемы в случае частого чередования участков с разными условиями или применения труб с различной толщиной стенки рекомендуется при строительстве нескольких смежных участков пользоваться однотипными методами выполнения укладочных работ, беря за основу технологию, приемлемую для строительства более сложных участков.

7.17. Укладку газопровода из труб с заводской изоляцией следует выполнять колонной, состоящей (в зависимости от условий строительства и толщины стенки труб) из 7-8 трубоукладчиков, причем высота подъема трубопровода над поверхностью строительной полосы не должна превышать 0,4-0,6 м.

В качестве монтажных приспособлений к трубоукладчикам могут быть использованы троллейные подвески с пневмобаллонами или катковые полотенца. Допускается также применять мягкие монтажные полотенца (при опуске методом перехвата).

7.18. Независимо от принятого метода укладочных работ следует иметь в виду, что в начальной и завершающей стадиях укладки плетей напряжения в газопроводе, а также нагрузки на трубоукладчики увеличиваются на 10-12% по сравнению с их расчетными значениями, поэтому в начале и в конце плетей работы следует выполнять с особой осторожностью.

7.19. На участках трассы, где требуется балластировка газопровода, ее необходимо выполнять в строгом соответствии с проектом, имея в виду, что при повышении толщины стенки труб нельзя уменьшать количество балласта; так, трубопровод, рассчитанный на 10 МПа, может потребовать бо́льшей балластировки, чем обычный.

8. ОБЕСПЕЧЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ПОЛОЖЕНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ НА ПРОЕКТНЫХ ОТМЕТКАХ

8.1. Расчет основных параметров балластировки и закрепления газопроводов на проектных отметках и решения по организации и технологии строительно-монтажных работ принимают в соответствии с требованиями СНиП II-45-75 и СНиП III-42-80.

8.2. Для балластировки и закрепления газопроводов рекомендуется применять конструкции железобетонных грузов и анкерных устройств, на которые есть акты приемки и протоколы проверочных испытаний, утвержденные руководством Миннефтегазстроя.

8.3. При балластировке магистральных газопроводов, рассчитанных на давление до 10 МПа, необходимо применять утяжеляющие железобетонные грузы массой до 6 т, а также винтовые и свайные анкерные устройства.

8.4. Выбор методов и средств балластировки и закрепления газопроводов на проектных отметках обусловлен следующими основными факторами:

схемой прокладки трубопровода;

мощностью торфяной залежи;

прочностными и деформационными свойствами подстилающих грунтов;

расположением участка трубопровода в плане и в профиле (наличием горизонтальных и вертикальных кривых);

методом и сезоном производства работ.

8.5. Для обеспечения устойчивого положения газопроводов рекомендуется применять:

утяжеляющие железобетонные грузы различных конструкций (УБС, УБК);

анкерные устройства (винтовые типа ВАУ и свайные типа АР-4СТ);

закрепленный минеральный грунт;

утяжеляющие железобетонные грузы типа УБО в сочетании с грунтом засыпки.

8.6. При выборе методов и средств балластировки и закрепления газопроводов на проектных отметках следует руководствоваться "Инструкцией по выбору и применению различных типов утяжеляющих грузов и анкерных устройств для закрепления магистра-

льных трубопроводов против всплытия" (ВСН 2-136-81 Миннефтегазстрой) [8].

8.7. Груз марки УБО (утяжелитель бетонный охватывающий) представляет собой два железобетонных блока со скосами, соединенных между собой поясами. Скосы на блоках выполнены с целью установки грузов в минимальную по ширине траншею.

Груз марки УБО можно применять для балластировки газопроводов как в зимних, так и в летних условиях на следующих участках строительства:

переходах через болота различных типов и малые водотоки;

вогнутых и выпуклых кривых и прямолинейных участках, прилегающих к ним;

углах поворота в горизонтальной плоскости;

участках выхода газопровода на поверхность.

8.8. В состав работ по балластировке газопроводов грузами типа УБО входят:

разгрузка утяжелителей и раскладка их в местах, предусмотренных проектом;

подача утяжелителей к месту монтажа;

сборка и установка комплектов утяжелителей.

8.9. Монтаж утяжелителей типа УБО выполняют с помощью автомобильного крана или крана-трубоукладчика (грузоподъемностью 10 тс при длине стрелы 10 м), оборудованного траверсой грузоподъемностью 6,3 тс конструкции НИПИ Оргнефтегазстрой.

Применение тяжелых трубоукладчиков в летних условиях ограничено несущей способностью лежневой дороги, поэтому утяжелители можно транспортировать на пеноволокуше или понтоне в сцепке с болотным трактором.

8.10. При выполнении работ в летних условиях уширение лежневой дороги определяют исходя из объема сменного складирования утяжелителей (150 $м^3$ бетонных блоков) и маневрирования автомобилей.

Водоотлив рекомендуется осуществлять отдельными участками, протяженность которых устанавливают из наличия водоотливных средств и интенсивности притока воды.

8.11. Работы по балластировке трубопровода грузами типа УБО выполняет бригада из 12 человек в следующем составе:

Машинист трубоукладчика 2
Машинист крана I
Машинист водоотливной установки I
Такелажник 4
Монтажник 3
Рабочий I

Оснащение этой бригады приведено в табл.I6.

Таблица I6

Оснащение бригады по балластировке трубопровода грузами УБО

Машины и механизмы	Марка	Технологический процесс
Монтажный кран	КС-3562А	Навеска грузов на газопровод
Трубоукладчик	ТГ-502, Т-I530	Доставка грузов к месту монтажа
Водоотливная установка	АВ-70П	Водоотлив воды из траншей
Гусеничный тягач	ГТТ	Транспортировка грузов в летних условиях
Пеноволокуша	-	Доставка грузов к месту монтажа в летних условиях

8.I2. Работы по балластировке газопроводов утяжеляющими железобетонными грузами типа УБО рекомендуется осуществлять в соответствии с типовыми технологическими картами по балластировке магистральных трубопроводов.

8.I3. Утяжеляющий железобетонный груз типа УБК (утяжелитель бетонный клиновидный) представляет собой седловидный груз с клиновидной внутренней поверхностью, что обеспечивает его устойчивость на трубопроводе.

8.I4. Груз конструкции УБК рекомендуется применять для балластировки газопроводов в зимних и летних условиях на переходах через болота различных типов с мощностью торфяной залежи, не превышающей глубину траншеи на обводненных и заболоченных участках, а также на переходах через небольшие водные преграды.

8.15. Работы по балластировке газопроводов утяжеляющими железобетонными грузами типа УБК рекомендуется выполнять в соответствии с типовыми технологическими картами по балластировке магистральных трубопроводов.

8.16. Закрепление газопроводов диаметром 1420 мм анкерными устройствами осуществляют на болотах с мощностью торфа ($H_{торф}$, м), не превышающей величины

$$H_{торф} = 1 + D_{тр} , \qquad (5)$$

где $D_{тр}$ – диаметр трубопровода, м.

8.17. Анкерное устройство типа ВАУ-I и анкера раскрывающегося типа АР-4СI можно применять для закрепления газопроводов в летних и зимних условиях на переходах через болота, обводненные участки и небольшие водотоки.

8.18. При сооружении газопроводов в зимних условиях анкера следует устанавливать в талый грунт немедленно после разработки траншеи, в этом случае работы по закреплению газопроводов винтовыми анкерными устройствами должны быть синхронно увязаны с основными строительно-монтажными работами.

8.19. Чтобы избежать образования льда в траншеях, водоотлив необходимо осуществлять сразу же после их разработки. Засыпку или обвалование газопровода ведут непосредственно после закрепления газопровода винтовыми анкерными устройствами.

8.20. Работы по закреплению газопровода винтовыми анкерными устройствами выполняет специализированная бригада в соответствии с требованиями проекта производства работ и технологических карт.

8.21. Производительность одной специализированной бригады по закреплению газопровода и производительность изоляционно-укладочной колонны определяют соотношением

$$P_{см.зак} = \frac{K_{о.т} \cdot P_{см}}{N} , \qquad (6)$$

где $P_{см.зак}$ – сменная производительность одной специализированной бригады по закреплению трубопроводов, км/смена;

N – число специализированных бригад;

$P_{см}$ – сменная производительность изоляционно-укладочной колонны при ее работе на участке установки винтовых анкерных устройств, км/смена;

$K_{от}$ – коэффициент организационно-технических перерывов в работе специализированных бригад.

8.22. Состав бригады из 5 человек по закреплению газопроводов винтовыми анкерными устройствами:

Машинист установки ВАГ-206 (ВАГ-202) .....

Машинист водоотливной установки .....

Бульдозерист .....

Монтажник .....

8.23. Бригада выполняет следующие работы:

раскладку комплектов анкерных устройств вдоль трассы;

завинчивание анкеров в грунт, обслуживание установки ВАГ-206 (ВАГ-202);

соединение анкерных тяг с силовым поясом;

монтажные работы.

Оснащение бригады приведено в табл.17.

Таблица 17

Оснащение бригады по закреплению газопровода винтовыми анкерными устройствами

Машины и механизмы	Марка	Технологический процесс
Установка для завинчивания анкеров	ВАГ-206 (ВАГ-202)	Завинчивание анкерных устройств
Водоотливная установка	АВ-7СI	Водоотлив воды из траншеи
Бульдозер	ДЗ-53	Земляные работы
Пеноволокуша	–	Транспортировка анкерных устройств и силовых поясов в летних условиях
Гусеничный тягач	ГТТ	Транспортировка анкеров в летних условиях

8.24. Организацию и технологию производства работ по закреплению магистральных газопроводов винтовыми анкерными устройствами осуществляют в соответствии с требованиями Инструк-

ции по применению винтовых анкерных устройств для закрепления трубопроводов" (ВСН 2-103-78 Миннефтегазстрой) [9].

8.25. Свайный раскрывающийся анкер АР-40I состоит из штанги в виде трубы (диаметром 168 мм с толщиной стенки 8-10 мм), которая снабжена заостренным наконечником, расположенным на забойном конце, и четырех лопастей трапецеидальной формы, которые шарнирно крепят к штанге, лопасти расположены попарно в два яруса по длине штанги с углом поворота в плане между парами 90°.

8.26. Свайный раскрывающийся анкер погружается в грунт под действием ударной нагрузки, прикладываемой к оголовнику его штанги, и раскрывается обратным частичным извлечением (1,2-1,5 м) из грунта с помощью мощного трубоукладчика или специально разработанного механизма.

8.27. Закрепление газопроводов свайными анкерными устройствами типа АР-40I можно осуществлять как в зимних, так и в летних условиях и выполнять в три этапа:

подготовительный - расчистка вдольтрассового проезда, устройство "карманов" в отвале грунта, раскладка анкеров и деталей соединения;

основной - устройство лидерных скважин, забивка анкеров;

заключительный - приведение анкеров в рабочее положение, монтаж анкерных устройств на трубопроводе.

Организацию и технологию работ по закреплению газопроводов анкерами АР-40I следует выполнять в соответствии с "Инструкцией по закреплению магистральных трубопроводов свайными анкерами раскрывающегося типа АР-40I" (ВСН 152-82 Миннефтегазстрой) [10].

8.28. Забивку анкеров АР-40I в грунт рекомендуется выполнять с использованием серийного сваебойного оборудования (например, СП-49 или С-870).

При толщине мерзлого грунта более 30 см необходимо предварительное бурение скважин установкой БМ-802С.

8.29. После укладки газопровода в траншее осуществляют подтягивание анкеров в рабочее положение трубоукладчиком ТГ-502 или Т 3560 через динамометр, запасованный через полиспаст.

Раскрытие лопастей анкера фиксируется по резкому увеличению показаний динамометра при нагрузках от 25 до 40 тс, ход анкера при этом составляет 110-130 см.

8.30. При выполнении работ в летних условиях транспортировку анкеров АР-401 рекомендуется выполнять с помощью специального понтона; водоотлив из траншеи выполняют водоотливной установкой АВ-701.

8.31. Состав бригады по закреплению газопроводов свайными анкерными устройствами АР-401 зависит от сезона, когда ведут работы, и колеблется от 20 до 30 человек.

Ориентировочный состав бригады:

Машинист сваебойного агрегата	1
Помощник машиниста сваебойного агрегата	1
Машинист трубоукладчика	1
Машинист экскаватора	1
Помощник машиниста экскаватора	1
Машинист сварочного агрегата	1
Машинист бурильной установки	1
Помощник машиниста бурильной установки	1
Бульдозерист	1
Электросварщики	4
Монтажники	7
Подсобные рабочие	5

Бригада по закреплению магистральных газопроводов свайными анкерами АР-401 оснащена оборудованием, указанным в табл.18.

8.32. Полимерно-контейнерное балластирующее устройство (ПКБУ) рекомендуется применять для балластировки газопроводов диаметром до 1420 мм, прокладываемых подземно, в насыпях и наземно на обводненных, заболоченных и периодически затопляемых участках с грунтами, применение которых в качестве заполнителя (балласта) полостей ПКБУ позволяет создать необходимую балластирующую нагрузку на газопровод.

8.33. С помощью ПКБУ балластируют также участки строительства газопроводов, которые пересекают болота с мощностью торфа до 0,5 м, заболоченные, обводненные и орошаемые территории без подмыва грунта, а также заливаемые поймы рек.

Примечание. Решение о целесообразности применения ПКБУ на переходах через болота с мощностью торфа более 0,5 м при необходимости использования для заполнения контейнерных устройств привозного минерального грунта принимает проектная организация.

Таблица 18

Оснащение бригады по закреплению газопровода свайными анкерами АР-401

Машины и механизмы	Марка	Технологический процесс
Экскаватор	ЭО-4121	Отрывка "карманов" для анкеров
Бурильная установка	БМ-303, БМ-802С	Предварительное бурение скважин
Сваебойный агрегат	СП-49, С-870	Забивка анкеров в грунт
Трубоукладчик	ТГ-502, Т-3560	Транспортировка анкеров к месту установки и монтаж
Бульдозер	Д-387С	Земляные работы
Сварочный агрегат	АД-305	Сварка анкерных штанг с силовым поясом
Центратор	ЦА-170	Центровка анкеров
Водоотливная установка	АВ-701	Водоотлив из траншеи
Гусеничный тягач	ГТТ	Транспортировка анкеров в летних условиях
Понтон или пеноволокуша	-	Транспортировка анкеров в летних условиях

8.34. В качестве грунтового заполнителя полости ПКБУ не допускается применять грунты объемной массой, равной или меньшей 1,0 т/м^3.

8.35. Применение ПКБУ на участках газопроводов, подверженных горизонтальным (осевым или поперечным) и вертикальным перемещениям, допускается только после проведения дополнительных расчетов по величинам и характеру возникающих перемещений и усилий на ПКБУ с учетом типа прокладки (подземная, в насыпи или наземная).

8.36. Конструктивно ПКБУ состоит из рамок жесткости, соединенных верхним и нижним силовыми поясами, двух емкостей из мягкой ткани и противоразмывной перегородки.

8.37. Размеры контейнера и силовых поясов ПКБУ для трубопроводов диаметром 1420 мм :

Диаметр трубопровода, мм 1420
Размер рамки, мм 1500x1500
Глубина контейнера, мм..... 350

Длина силового пояса, мм:

нижнего 2100

верхнего 4100

8.38. Работы по балластировке трубопровода утяжелителями ПКБУ рекомендуется поручать специализированной бригаде в соответствии с требованиями рабочих чертежей, проекта производства работ и технологических карт.

8.39. Бригада по балластировке трубопровода утяжелителями ПКБУ состоит из 8 человек:

Машинист монтажного крана I

Машинист экскаватора (или роторного траншеезасыпателя) 2

Помощник машиниста I

Слесарь-монтажник 4

8.40. Оснащение бригады по балластировке газопроводов ПКБУ приведено в табл.19.

Таблица 19

Оснащение бригады по балластировке газопровода ПКБУ

Наименование	Технологический процесс
Монтажный кран КС-3562А	Сборка комплектов ПКБУ в группу, монтаж группы ПКБУ на трубопровод
Экскаватор МТП-71 или роторный траншеезасыпатель ТЗ-2А	Заполнение полости ПКБУ балластом
Пеноволокуша (размер 5х10 м)	Транспортировка комплектов ПКБУ и сборка их в группу
Траверса для монтажа группы ПКБУ из 4-х комплектов	Монтаж на трубопровод группы из 4-х комплектов ПКБУ за один подъем монтажного крана

8.41. Бригада, указанная в п.8.39, выполняет следующие работы:

разгрузку пакетов ПКБУ на бровке траншеи в радиусе действия монтажного крана с интервалом, соответствующим проектным интервалам между группами ПКБУ;

раскладку комплектов ПКБУ по четыре в группе;

монтаж на газопровод групп ПКБУ с помощью траверсы за один подъем монтажного крана.

Примечания: 1. При наличии пеноволокуши, транспортируемой монтажным краном, пакеты ПКБУ перегружают из автотранспорта на пеноволокушу.

2. Комплекты ПКБУ собирают в группы непосредственно на сборочном стенде, смонтированном на пеноволокуше, после чего монтажным краном устанавливают их на газопровод.

3. На сборочном стенде группы ПКБУ могут быть уложены в несколько слоев.

8.42. В качестве пригруза, как конструктивного элемента в виде балластных перемычек или в сочетании с железобетонными утяжелителями, можно использовать минеральные грунты, улучшенные путем добавок к ним вяжущих компонентов (тяжелые крекинг-остатки, битумы). Такие грунты с использованием технической мелиорации называются закрепленными.

8.43. Балластировку газопроводов закрепленным грунтом применяют на обводненных прямолинейных и криволинейных участках при подземном и полузаглубленном способах их прокладки как в летних, так и в зимних условиях.

8.44. Балластировку газопроводов закрепленным грунтом можно применять в сочетании с утяжеляющими грузами, скорлупами, сплошным обетонированием и анкерными устройствами, в частности, на вертикальных вогнутых кривых, где необходима пригрузка для изгиба газопроводов, и на выпуклых кривых, где требуется пригрузка, которая предотвращает трубы от выпирания из грунта.

8.45. В качестве средств закрепления и стабилизации строительных свойств грунтов в условиях обводненной местности рекомендуются модификации по содержанию тяжелых фракций продукта МТ-10, представляющего собой смесь зимнего и летнего базовых компонентов (смесь остатка термического крекинга и легкого газойля в соотношении 1:1 или 3:1) с 10% строительного битума БН-90/10; добавление битума увеличивает прочность и водонасыщение закрепленных грунтов.

8.46. В зависимости от вида и состояния грунта можно применять два варианта метода балластировки с использованием закрепленных грунтов:

устройство перемычек из закрепленного грунта без армирующей сетки;

устройство перемычек из закрепленного грунта с армирующей сеткой.

Сварную арматурную сетку применяют для обеспечения прочности перемычки на сжатие в условиях водонасыщенных грунтов при больших откосах траншей с целью максимального использования несущей способности закрепленного грунта.

В зависимости от глубины заложения газопровода армирование можно выполнять с одним рядом сварной сетки или несколькими рядами.

8.47. Процесс балластировки газопроводов перемычками из закрепленных грунтов состоит из следующих операций:

приготовления грунтовой смеси;

укладки грунтовой смеси;

уплотнения грунтовой смеси.

8.48. Бригада по приготовлению грунтовой смеси состоит из 5 человек:

Машинист бульдозера на базе ДЭТ-250 I

Машинист дорожной фрезы Д-530 I

Водитель автобитумовоза 2

Машинист одноковшового погрузчика Т-157..... I

Оснащение бригады машинами и механизмами приведено в табл.20.

Таблица 20

Оснащение бригады по приготовлению грунтовой смеси

Машины и механизмы	Марка	Технологический процесс
Бульдозер	На базе ДЭТ-250	Разработка грунта
Дорожная фреза	Д-530	Измельчение и смешивание грунта с нефтебитумом
Автобитумовоз	ЗИЛ-131	Перевозка и введение нефтебитума в распределительную систему дорожной фрезы
Одноковшовый погрузчик	Т-157	Перемещение и погрузка готового нефтегрунта

8.49. Работы по балластировке газопровода перемычками, приготавливаемыми из закрепленного грунта на бровке траншеи, выполняет специализированная бригада, состоящая из 4 человек:

машиниста роторного траншеезасыпателя;

машиниста бульдозера;

машиниста гидроуплотнительной машины;

водителя-механика поливальной установки.

8.50. Перечень машин и механизмов, используемых для балластировки трубопровода, приведен в табл.2I.

Таблица 2I

Оснащение специализированной бригады по балластировке газопровода закрепленными грунтами

Машины и механизмы	Марка	Технологический процесс
Роторный траншеезасыпатель	ТР2А (ТР 35I)	Разработка отвала, перемешивание грунта с нефтепродуктом, отсыпка перемычки из нефтегрунта
Бульдозер	Т-I3С (ТД-25С)	Разравнивание и уплотнение перемычки
Поливальная установка	СО-II8	Полив грунта нефтепродуктом
Гидротрамбующая машина	Т-I6 (ГУ-2)	Уплотнение нефтегрунта в пазухах между трубой и стенкой траншеи

8.5I. Бригада, указанная в п.8.48 выполняет работы по одному из следующих вариантов в приведенной последовательности.

I вариант

осуществляет полив отвала грунта нефтепродуктом с помощью поливальной установки СО-II8 непосредственно перед ротором траншеезасыпателя;

разрабатывает политый отвал грунта роторным траншеезасыпателем, перемешивает грунт с нефтепродуктом и насыпает над трубопроводом перемычку из нефтегрунта;

уплотняет нефтегрунт перемычки при достижении толщины слоя нефтегрунта более 600 мм над верхней образующей трубы;

разравнивает и уплотняет перемычку с помощью бульдозера, после этого дополнительно уплотняет гидротрамбующей машиной нефтегрунт в пазухах между трубой и стенкой;

осуществляет уплотнение перемычки бульдозером на базе ДЭТ-250, оборудованным плитой, навешенной вместо ножа-отвала.

II вариант

разрабатывает роторным траншеезасыпателем отвал грунта, разрыхляет его и отсыпает над трубопроводом перемычку;

осуществляет полив разрыхленного грунта непосредственно в траншее в процессе отсыпки перемычки с помощью поливальной установки, которая передвигается параллельно траншеезасыпателю по бровке траншеи.

8.52. Работы по балластировке магистральных газопроводов с использованием закрепленных грунтов выполняют в соответствии с "Руководством по балластировке трубопроводов с использованием закрепленных грунтов" (Р 435-81) [II].

8.53. При балластировке магистральных газопроводов с использованием грунта засыпки рекомендуется применять утяжеляющие железобетонные грузы типа УБО, конструкция которого позволяет повысить величину балласта; грузы типа УБО устанавливают групповым методом.

8.54. При групповой установке грузы укладывают вплотную один к другому, их общее количество на I км газопровода должно соответствовать требованиям проекта, а расстояние между группами грузов не должно превышать 25 м (требование СНиП III-42-80).

8.55. Балластировка газопроводов с использованием грунтов засыпки может быть рекомендована как в зимних, так и в летних условиях на обводненных и периодически заливаемых участках трасс, а также в поймах рек.

9. ПЕРЕХОДЫ ГАЗОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЕСТЕСТВЕННЫЕ И ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ

Подводные переходы

9.I. В зависимости от принятых конструктивных решений и особенностей технологии строительства переходы через водные преграды по трассе газопроводов на давление 10 МПа можно подразделить на пять групп:

I группа - переходы, пересекающие водохранилища и реки шириной более 750 м, считая по уровню меженных вод;

II группа - переходы через реки шириной от 250 до 750 м;

III группа - переходы через реки шириной от 75 до 250 м;

IУ группа – переходы через реки шириной от 30 до 75 м;

У группа – переходы, пересекающие малые реки и протоки шириной до 30 м.

9.2. Строительство подводных переходов через реки с шириной зеркала воды более 30 м (при меженном уровне) или глубиной более 1,5 м должны осуществлять специализированные управления подводно-технических работ Всесоюзного строительно-монтажного объединения (ВСМО) Союзподводтрубопроводстрой в соответствии с "Инструкцией по строительству подводных переходов магистральных трубопроводов" (ВСН 2-118-80 Миннефтегазстрой) [12], разработанной ВНИИСТом и согласованной с Госстроем СССР и Мингазпромом.

Проект каждого подводного перехода должен включать проект организации строительства, разработанный в объеме, отвечающем требованиям упомянутой Инструкции.

9.3. При строительстве переходов I и II групп подводные газопроводы целесообразно укладывать методом протаскивания по дну. Укладка подводных газопроводов диаметром 1420 мм возможна методом последовательного протаскивания предварительно смонтированных плетей и поточно-расчлененным методом.

9.4. При укладке газопроводов методом последовательного протаскивания на строительно-монтажной площадке подводного перехода параллельно спусковой дорожке монтируют, сваривают, испытывают, изолируют и футеруют отдельные плети газопровода.

Количество подготавливаемых плетей определяется шириной перехода и длиной каждой плети.

Длину плетей газопровода, монтируемых на строительно-монтажной площадке перехода и подготавливаемых к укладке, определяют расчетом в зависимости от массы балластируемого газопровода, ширины водной преграды, вида грунтов на береговом и подводном участках, конструкции спусковой дорожки, наличия грузоподъемных и тяговых средств; эту длину указывают в проекте производства работ.

Длину плетей газопровода диаметром 1420 мм рекомендуется принимать не более 100 м при протаскивании на береговом участке по грунту, не более 300 м при использовании рельсовой спусковой дорожки и не более 500 м при использовании береговой траншеи, заполненной водой.

9.5. После перекладки первой плети на спусковую дорожку и монтажа балластных грузов плеть с помощью троса, закрепле-

ного к тяговой лебедке, протаскивают в створ перехода. Затем вторую плеть перекладывают на спусковую дорожку, стыкуют с первой, навешивают грузы и осуществляют второй этап протаскивания. Аналогично выполняют протаскивание остальных плетей газопровода.

При достаточном количестве трубоукладчиков навеску грузов на газопровод можно выполнять не на спусковой дорожке, а на монтажной площадке с последующей перекладкой балластированных плетей на спусковую дорожку. Возможна частичная пригрузка плетей на монтажной площадке и полная пригрузка после перекладки их на спусковую дорожку.

Если используют обетонированные трубы, то длину плетей, подготавливаемых к укладке, назначают с учетом возможности их перекладки на спусковую дорожку.

9.6. Приведенная в пп.9.4 и 9.5 технология работ предусматривает последовательное протаскивание отдельных плетей со стыковкой их на приурезном участке. Поточно-расчлененный метод монтажа и укладки подводных газопроводов [13] позволяет:

сократить время монтажа, сварки, просвечивания и изоляции стыка между плетями;

исключить весьма трудоемкую операцию по перекладке смонтированных плетей газопровода на спусковую дорожку, особенно перекладку плетей газопровода диаметром 1420 мм, полностью оснащенных железобетонными грузами.

9.7. Технологический процесс укладки подводных газопроводов поточно-расчлененным методом включает следующие операции:

1) в створе подводного перехода монтируют спусковую дорожку;

2) вдоль спусковой дорожки на расстоянии, равном длине секций, из которых монтируют газопровод, устанавливают рабочие посты для выполнения:

сборки, центровки и прихватки секций;

сварки стыков;

контроля качества сварки физическими методами;

изоляции и защиты стыков;

3) подготовленные заранее секции труб трубоукладчиками укладывают на тележки или роликоопоры спусковой дорожки, расположенные напротив первого рабочего поста.

На первом посту с помощью внутреннего центратора осуществляют сборку и прихватку стыка. На этом же посту сваривают корневой слой шва и делают подварку стыка.

На следующих сварочных постах выполняют сварку заполняющих и облицовочного слоев. Готовый сварной шов просвечивают на посту контроля, а на последнем рабочем посту выполняют изоляцию и защиту стыка.

На всех рабочих постах, кроме поста контроля, операции начинают и выполняют одновременно. После завершения всех операций, выполняемых на рабочих постах, трубопровод протаскивают на длину одной секции.

После этого очередную секцию труб, предварительно выложенную на спусковую дорожку, подают к первому посту сборки.

Этот цикл работ повторяют. В процессе монтажа и протаскивания газопровода все стыки между секциями поочередно проходят все рабочие посты.

Секции, из которых монтируют газопровод, подают на спусковую дорожку с помощью одного или двух трубоукладчиков. Длину секции выбирают в зависимости от массы труб, грузоподъемности трубоукладчиков, допустимой длины плети газопровода, монтируемого на спусковой дорожке.

Для газопровода диаметром 1420 мм рекомендуется принимать длину секции, сваренную из двух труб, т.е. 24 м.

Секции труб могут быть изготовлены из отдельных обетонированных труб или из изолированных и футерованных труб, балластированных утяжеляющими грузами. Навеску грузов можно выполнять на секции, расположенные на строительно-монтажной площадке, или выложенные на начальном участке спусковой дорожки.

Просвеченный на посту контроля гамма-лучами стык не допускается в процессе монтажа и укладки плети погружать в воду до обработки пленки и получения заключения о его качестве.

В случае отрицательного заключения стык следует вырезать и сварить заново. Просвеченный и изолированный стык должен находиться от уреза воды на расстоянии не менее 30 м, т.е. на расстоянии, достаточном для выполнения ремонтных сварочно-монтажных работ.

Для контроля стыка может быть применен автоматизированный комплекс типа АКГ-144 в соответствии с "Инструкцией по радиогра-

ческому контролю кольцевых сварных швов в нитке трубопровода диаметром 1020–1420 мм с использованием автоматизированных комплексов типа АКП-141" ВСН 2-81-77 Миннефтегазстрой [14].

Длина монтируемого на берегу участка газопровода зависит от принятой организации строительства.

Максимальная длина трубопровода на береговом участке не должна превышать величин, указанных в п.9.4.

Минимальную длину трубопровода на береговом участке можно определить по формуле

$$L = n\ell + \ell_{доп}, \qquad (7)$$

где L – минимальная длина трубопровода на береговом участке, м;

n – число рабочих постов (в том числе постов сборки стыка, сварки, контроля и изоляции);

ℓ – длина секции, м;

$\ell_{доп}$ – расстояние от уреза воды до рабочего поста изоляции стыка (не менее 30 м).

При длине секции 24 м, наличии пяти рабочих постов минимальная длина трубопровода, монтируемого на береговом участке, 150 м.

9.8. При строительстве подводных переходов небольшой протяженности (переходы III и IV групп), когда устраивать спусковую дорожку нецелесообразно, допускается протаскивать трубопровод на береговом спланированном участке по грунту.

Длину плети трубопровода при такой укладке определяют в проекте производства работ и принимают, как правило, не более 150 м.

9.9. Строительство подводных переходов через небольшие водные преграды, которые сооружают в общем потоке строительства специализированные бригады, следует вести по типовым проектам производства работ (ППР). Эти ППР должны быть составлены в соответствии с проектом организации строительства и использованием типовых технологических карт на разработку подводных траншей и укладку трубопроводов на переходах для различных условий строительства.

9.10. Строительство переходов через небольшие реки (переходы IV и V групп) должны выполнять специализированные бригады, оснащенные оборудованием для строительства подводных переходов (в частности, оборудование для забивки свай, экскаваторы-драглайны, скреперные установки, грунтососы).

Перечень необходимого оборудования устанавливается проектом производства работ.

9.II. На централизованных базах, изготовляющих кривые вставки искусственного гнутья, необходим тщательный контроль за фактическими углами гнутья труб.

Строительные организации обязаны осуществлять входной контроль поставляемых гнутых отводов. На строительстве все поступающие кривые вставки механического гнутья подлежат проверке. Несоответствие фактических углов гнутья труб углам, указанным в маркировке обязательно актирую.

9.I2. Перед укладкой криволинейных участков подводных переходов строительные организации должны выполнить промеры траншеи для проверки соответствия ее отметок профилю криволинейного участка укладываемого трубопровода.

На исполнительных чертежах переходов, на криволинейных участках должны быть указаны количество уложенных кривых вставок, углы гнутья труб и общий угол поворота трассы.

9.I3. Засыпку береговых участков переходов следует выполнять непосредственно после укладки трубопровода и его испытания.

Засыпку подводных траншей на русловых участках переходов также необходимо выполнять, как правило, после испытания уложенного трубопровода.

В случаях, когда засыпка подводной траншеи (по согласованию с заказчиком) не может быть выполнена сразу после испытания газопровода, подводные траншеи должны быть засыпаны и крепление берегов выполнено в первую навигацию после укладки газопровода.

Переходы под автомобильными и железными дорогами

9.I4. Способы, последовательность и сроки выполнения работ по строительству подземных переходов должны быть согласованы с организациями, эксплуатирующими эти дороги.

9.I5. Прокладка кожухов под дорогами может быть осуществлена открытым (траншейным) или закрытым (бестраншейным) способом с использованием машин горизонтального бурения или установок для прокладки труб методом продавливания.

9.16. Выбор способа и методов прокладки кожухов зависит от класса и категории дорог, рельефа местности и гидрогеологических условий. Способ прокладки указывается в проекте производства работ.

9.17. При бестраншейной прокладке кожухов методом продавливания допускается разработка грунта в полости кожуха вручную, если его длина не превышает 60 м.

9.18. При прокладке кожухов для осушения мокрых глинистых грунтов необходимо применять открытый водоотлив, в песчаных водонасыщенных грунтах - водопонижение иглофильтровыми установками.

9.19. Для изготовления кожухов газопровода диаметром 1420 мм на давление 10 МПа должны быть использованы стальные спиральношовные двухслойные трубы диаметром не менее 1720 мм с толщиной стенки 16 мм, длиной 10,5-11,8 м; допускается применение труб длиной 6 м.

Прочность кожуха из таких труб должна быть проверена расчетом на воздействие монтажных и эксплуатационных нагрузок.

9.20. Кожухи, прокладываемые на переходах открытым способом, должны иметь снаружи изоляционное эпоксидное или полимерное покрытие усиленного типа, определяемое проектом.

Если трубопровод пересекает автомобильные дороги с гравийными булыжниковыми или грунтовыми покрытиями, то прокладку, как правило, можно осуществлять открытым способом.

При бестраншейной прокладке на таких пересечениях допускается использовать кожухи без изоляции, но они должны быть защищены от коррозии катодной поляризацией магниевыми протекторами.

9.21. На рабочий трубопровод должно быть нанесено изоляционное покрытие усиленного типа с последующим нанесением рулонного материала и футеровочных деревянных реек.

9.22. Перед нанесением изоляции и защитных материалов рабочий трубопровод должен быть испытан на прочность. Испытание трубопровода необходимо проводить в соответствии с положениями, изложенными в разделе XI настоящих Рекомендаций.

9.23. Рабочий трубопровод должен быть размещен в кожухе на опорах, имеющих типовую конструкцию; опоры обеспечива-

ют проектное положение рабочего трубопровода относительно оси кожуха и создают его диэлектрическую изоляцию.

9.24. Концы кожуха после установки в нем рабочего трубопровода заделывают подвижными уплотнениями (сальниками), предназначенными для предохранения полости кожуха от проникновения в него влаги, а также для направления продукта в вытяжную свечу в случае утечки газа из рабочего трубопровода.

Для кожухов газопроводов могут быть применены два типа сальников: подвижные и набивные.

9.25. Свечи устанавливают в стороне от оси газопровода на расстоянии не менее 2,5 м и не менее 40 м от оси крайнего пути магистральных железных дорог.

9.26. На переходах под автомобильными магистральными дорогами I и II категорий свечи должны быть установлены на расстоянии не менее 25 м от подошвы насыпи.

Высота свечи от поверхности грунта должна быть не менее 5 м.

9.27. Глубина заложения кожуха составляет:

для железных дорог - 1,8 м от головки рельса до верхней образующей кожуха;

для автодорог - не менее 1,4 м от бровки земляного полотна до верхней образующей кожуха.

При бестраншейной и открытой прокладке допускаются отклонения конца кожуха от проектной отметки:

по вертикали не более 5% глубины заложения;

по горизонтали - не более 1% от длины кожуха в пределах насыпи.

Ось кожуха должна быть прямолинейной.

9.28. Газопроводы должны пересекать дороги по возможности под прямым углом; в особых случаях допускается прокладка под углом до 60^{0}.

9.29. Если в процессе бестраншейной прокладки кожуха образовались недопустимые пустоты между сводом грунта и кожухом, то они должны быть устранены путем заполнения их песчаным раствором.

Если образование пустот будет сопровождаться оседанием полотна дороги, то пустоты следует вскрыть и заполнить песчаным или гравелистым грунтом слоями толщиной 15-20 см с трамбованием каждого слоя до плотности грунта насыпи.

9.30. Полость кожуха после его прокладки необходимо очистить от грязи и комьев земли или других предметов. Перед протаскиванием рабочего трубопровода нижняя часть полости кожуха по дуге 30–45° должна быть смазана отработанным трансмиссионным маслом или консистентной смазкой.

9.31. Рабочий трубопровод должен быть прямолинейным как до, так и после его протаскивания в кожух. Это обусловлено требованием свободного перемещения рабочего трубопровода в кожухе при строительстве, эксплуатации и ремонте.

9.32. Если при прокладке кожуха он отклонится от оси трассы настолько, что условия п.9.27 не могут быть выполнены, то подрядчик обязан проложить рядом новый кожух, а ранее проложенный заполнить песком или песчаногравийной смесью.

9.33. После прокладки кожуха и наращивания его концов сваркой до проектных размеров и протаскивания рабочего трубопровода устанавливают сальники, а также вытяжные свечи.

9.34. Если при прокладке кожуха полностью останавливают движение транспорта, то до того как будет разрыта насыпь, необходимо получить разрешение на прекращение движения по дороге от организации, в ведении которой она находится, и провести организационно-технические мероприятия, в том числе:

установить дорожные знаки, световые сигналы и ограждения;

оборудовать объездные дороги, съезды и выезды.

Места установки всех знаков согласуют с местной службой ГАИ.

9.35. После прокладки перехода исполнитель работ обязан привести в порядок территорию участка. Бровки насыпи, кюветы, откосы, склоны, водоотводные канавы должны быть полностью восстановлены.

9.36. Подрядчик несет ответственность за исправное состояние всех подземных коммуникаций, расположенных в пределах участка строительства перехода.

IO. СООРУЖЕНИЕ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ГАЗОПРОВОДА

IO.I. Высокое качество строительных и электромонтажных работ - это необходимое условие надежной работы системы электрохимической защиты (ЭХЗ) газопровода от коррозии.

IO.2. Для сооружения ЭХЗ газопровода от коррозии следует использовать весь комплекс предназначенных для этих целей установок и устройств.

Строительство и монтаж средств ЭХЗ необходимо выполнять на основе передовой технологии и осуществлять в две стадии:

а) разметочные, земляные работы, а также работы нулевого цикла;

б) монтаж и опробование оборудования.

IO.3. К началу работ по строительству средств ЭХЗ исполнитель в установленные сроки должен быть обеспечен:

всей необходимой документацией;

средствами для выполнения строительных и электромонтажных работ;

материалами, оборудованием, строительной и монтажной техникой и механизмами.

Кроме того, должны быть выполнены работы на линейной части газопровода в объеме, достаточном для начала строительных и электромонтажных работ ЭХЗ.

При приемке средств ЭХЗ в монтаж должен быть осуществлен входной контроль.

IO.4. Хранение средств ЭХЗ, а также других материалов и изделий необходимо осуществлять в соответствии с нормативными документами.

IO.5. Для сооружения установок катодной защиты должны быть выполнены следующие строительно-монтажные работы:

а) разработка грунта под оборудование катодной защиты, кабельной или воздушной электролинии, включая снятие плодородного грунта;

б) прокладка кабелей в грунте или воздушных проводов ;

в) сооружение анодного заземления;

г) сооружение защитного заземления и грозозащиты;

д) установка контрольно-измерительного пункта;

е) монтаж преобразователя;

ж) монтаж катодного вывода;

з) монтаж электрических цепей катодной установки;

и) монтаж ограждения преобразователя катодной установки;

к) рекультивация земельного участка после окончания работ по монтажу средств ЭХЗ.

10.6. Воздушные линии электропитания для станций катодной защиты необходимо сооружать в приведенной последовательности:

а) разбивка трассы на местности с указанием расположения опор;

б) вырубка просек (при прохождении воздушной линии по лесным массивам);

в) вывозка опор на трассу и их раскладка;

г) разработка грунта под опоры;

д) оснащение опор узлами и деталями;

е) покрытие мастикой опор и окраска узлов и деталей;

ж) установка опор;

з) засыпка опоры грунтом с послойной трамбовкой;

и) монтаж проводов;

к) выполнение спусков и устройств катодной защиты.

10.7. При прокладке кабеля в грунте должны быть выполнены следующие работы:

а) вырыта траншея под кабель;

б) установлены (при необходимости) конструктивные элементы, обеспечивающие защиту кабеля от разрушающего воздействия окружающего грунта;

в) удалены из траншеи вода, камни и другие посторонние предметы;

г) выровнено дно траншеи;

д) выполнена предварительная засыпка дна траншеи слоем мелкого грунта;

е) заготовлен вдоль траншеи мелкий грунт для предварительной засыпки кабеля;

ж) уложен кабель в траншею;

з) промаркированы концы кабеля;

и) выполнена предварительная засыпка кабеля слоем мелкого грунта;

к) окончательно засыпана траншея грунтом;

л) утрамбован и выровнен грунт над траншеей;

м) нанесена маркировка трассы прохождения кабеля.

10.8. При сооружении защитного заземления необходимо:

а) разработать траншею в соответствии с техническим проектом и рабочими чертежами;

б) погрузить в грунт вертикальные или уложить на дно траншеи горизонтальные электроды-заземлители;

в) уложить в траншею магистральный проводник;

г) соединить сваркой магистральный проводник с электродами-заземлителями;

д) соединить магистральный проводник с заземляемой конструкцией в соответствии с проектом;

е) изолировать места сварных соединений;

ж) засыпать траншею с заземлителями грунтом;

з) уплотнить и выровнить грунт над заземлением;

и) покрасить надземную часть заземляющего проводника.

10.9. Требования к сооружению анодных заземлений зависят от вида и конструкции анодных заземлителей и должны отвечать требованиям ВСН 2-127-81 Миннефтегазстроя [15].

10.10. При сооружении установок дренажной защиты должны быть выполнены следующие строительно-монтажные работы:

а) разработка грунта под оборудование дренажной защиты и кабельные линии;

б) прокладка кабелей в грунте или воздушной электролинии при сооружении дренажной установки с усиленным дренажом;

в) сооружение защитного заземления;

г) установка контрольно-измерительного пункта и кабельной стойки;

д) монтаж дренажного устройства;

е) монтаж катодного вывода;

ж) монтаж электрических цепей дренажной установки и катодного вывода;

з) монтаж ограждения дренажного устройства;

и) рекультивация земельного участка после окончания производства работ.

Подсоединения кабеля к рельсовому пути и от трубопровода к дренажному устройству необходимо выполнять в завершающей стадии строительно-монтажных работ.

10.11. При установке протекторов должны быть выполнены следующие строительно-монтажные работы:

а) разработка траншей под горизонтальные протекторы, траншей и скважин под вертикальные протекторы и кабели;

б) укладка протекторов в траншею либо в скважины;

в) укладка в траншею магистрального кабеля;

г) соединение проводников протектора с магистральным кабелем;

д) изоляция мест соединений проводников протекторов с магистральным кабелем;

е) контроль качества изоляции искровым дефектоскопом напряжением 20 кВ;

ж) установка контрольно-измерительного пункта и подсоединение к нему кабелей;

з) заливка кабелей битумной мастикой;

и) заливка протекторов глинистым раствором;

к) засыпка траншей грунтом с послойной утрамбовкой.

10.12. При строительстве и монтаже контрольно-измерительных пунктов должны быть выполнены следующие работы:

а) отрыт котлован для установки пункта;

б) открыта крышка пункта;

в) протянуты кабели или провода в полость стойки пункта с резервом по длине 0,4 м;

г) установлена стойка в котлован вертикально;

д) засыпан котлован с уплотнением грунта;

е) выполнено подсоединение кабелей или проводов к клеммной панели;

ж) выполнена маркировка кабелей (проводов) и клемм соответственно схеме соединений;

з) закрыта крышка пункта;

и) нанесен на верхнюю часть стойки масляной краской порядковый номер пункта по трассе трубопровода;

к) закреплен грунт вокруг пункта в радиусе 1 м смесью песка со щебнем фракцией до 30 мм.

10.13. Контактные соединения установок электрохимической защиты выполняют в соответствии с ВСН 2-127-81 Миннефтегазстрой [15].

10.14. Пуск и опробование ЭХЗ необходимо осуществлять по мере готовности элементов системы, но не ранее чем через 8 дней

после окончания монтажа анодного заземления и протекторных установок.

10.15. Учитывая особенности газопровода на давление 10 МПа, комиссия по сдаче-приемке системы ЭХЗ в эксплуатацию должна приступать к работе не позднее чем через два дня после окончания опробования системы ЭХЗ на данном участке.

10.16. При выполнении работ по сооружению системы ЭХЗ в районе с вечномерзлыми грунтами следует руководствоваться специальными требованиями технических и рабочих проектов на электрохимическую защиту.

10.17. Если к моменту начала работ по пуску, опробованию и сдаче в эксплуатацию имеются технологические разрывы линейной части газопровода в зоне действия установок ЭХЗ, то ближайшие концы участков газопровода в месте разрыва необходимо соединить изолированной проводящей перемычкой, материал и размеры которой определяются проектом производства работ.

10.18. Персонал, осуществляющий строительство и монтаж установок ЭХЗ, должен пройти вводный инструктаж по охране труда и инструктаж по технике безопасности на рабочем месте.

11. ОЧИСТКА ПОЛОСТИ И ИСПЫТАНИЕ ГАЗОПРОВОДОВ

11.1. Проектирование организации работ по очистке полости и испытанию должна выполнять проектная организация на этапе разработки проекта организации строительства (ПОС) с учетом общей последовательности и оптимальной взаимосвязи строительных работ на всей многониточной системе газопроводов по срокам и расстояниям.

11.2. В составе проекта организации строительства (ПОС) проектная организация должна разработать:

организационно-технологическую схему очистки полости, испытания и удаления воды;

директивный график строительства, разработанный на основании организационно-технологической схемы очистки полости и испытания;

график потребности в основных механизмах и оборудовании для выполнения очистки полости и испытания по отдельным ниткам и по всему строительству в целом.

II.3. В составе ПОСа должны быть также указаны:

конкретные участки, объемы и сроки выполнения работ по очистке полости и испытанию выбранными способами;

источники газа или воды, согласованные в установленном порядке;

места установки компрессорных станций и наполнительно-опрессовочных агрегатов;

места слива воды после гидравлических испытаний, согласованные в установленном порядке.

II.4. Очистку полости газопроводов, а также их испытание на прочность и проверку на герметичность следует осуществлять по специальной инструкции, отражающей местные условия работ, и под руководством комиссии из представителей генерального подрядчика, субподрядных организаций, заказчика или органов его технадзора. В состав комиссии должен входить также представитель органов Госгазнадзора СССР.

II.5. Заказчик и представитель строительно-монтажной организации составляют специальную инструкцию применительно к конкретному трубопроводу с учетом местных условий производства работ, согласованную с проектной организацией и утвержденную председателем комиссии.

Для случаев, когда для очистки полости и испытания используют природный газ, инструкция должна быть согласована с Госгазнадзором СССР.

II.6. Специальная инструкция по очистке полости, испытанию магистральных газопроводов на прочность и проверке на герметичность должна предусматривать:

способы, параметры и последовательность выполнения работ;

методы и средства выявления и устранения дефектов и отказов (например, застревание очистных устройств, утечки, разрывы);

схему организации связи;

требования пожарной, газовой и технической безопасности и содержать указания о размерах охранной зоны.

II.7. Если для очистки полости газопроводов и испытания используют природный газ, то в испытаниях должны участвовать соответствующие эксплуатирующие организации.

Технология очистки полости газопроводов

II.8. Полость газопровода до испытания должна быть очищена от окалины и грата, а также от случайно попавших при строительстве внутрь газопровода грунта, воды и различных предметов.

II.9. На всех этапах строительства необходимо проводить операционный контроль чистоты полости сооружаемого газопровода и устанавливать временные инвентарные заглушки на трубах и секциях при их транспортировке и длительном хранении на открытых стеллажах.

II.IO. На газопроводах, монтируемых без внутренних центраторов, следует осуществлять предварительную очистку полости протягиванием очистных устройств в процессе сборки трубопроводов в нитку. В качестве очистных устройств при протягивании рекомендуется использовать поршни ОП, предназначенные для продувки газопроводов.

II.II. На дальнейших этапах строительства, по мере разработки и серийного изготовления внутренних центраторов, оборудованными очистными устройствами, предварительную очистку полости протягиванием предусматривается выполнять с применением таких центраторов.

II.I2. Внутренний центратор или очистное устройство в процессе сборки газопровода перемещают внутри труб трубоукладчиком (трактором), приданным бригаде потолочной сварки. Загрязнения удаляют в конце каждой секции.

II.I3. После очистки на открытых концах трубопровода (технологические разрывы, захлесты и др.) необходимо установить временные заглушки, предохраняющие от повторного загрязнения участка.

II.I4. Окончательную очистку полости газопровода проводят следующими способами:

промывкой с пропуском поршней-разделителей;

продувкой с пропуском очистных поршней.

II.I5. Промывке с пропуском поршней-разделителей следует подвергать участки газопровода, испытание которых предусмотрено в проекте гидравлическим способом.

II.I6. При промывке газопроводов перед пропуском очистных

поршней или поршней-разделителей следует залить водой на 10-15% объема полости очищаемого участка. Скорость перемещения очистных поршней или поршней-разделителей при промывке должна быть не менее 1 км/ч.

II.17. Продувке с пропуском очистных поршней следует подвергать участки газопровода, испытание которых предусмотрено проводить пневматическим способом.

II.18. При продувке очистные поршни пропускают по участкам газопровода протяженностью не более чем расстояние между линейной арматурой под давлением газа или сжатого воздуха, поступающего из ресивера (баллона), создаваемого на прилегающем участке принимают:

Соотношение длин ресивера и продуваемого участка	1:1
Условный диаметр газопровода, мм	1000-1400
Давление воздуха (или газа) в ресивере, МПа:	
для трубопроводов, очищенных протягиванием очистных поршней	0,04
для трубопроводов, неочищенных протягиванием очистных поршней	0,08

II.19. Подбирать оптимальные параметры продувки при других соотношениях плеч очищаемого участка и ресивера и различных режимах движения поршней по магистрали рекомендуется в соответствии с "Инструкцией по производству очистки полости и испытания строящихся магистральных трубопроводов" (СН 157-83 Миннефтегазстрой), [16].

II.20. Очистку полости переходов через водные преграды следует выполнять промывкой, осуществляемой в процессе заполнения водой для предварительного гидравлического испытания, путем пропуска эластичных поршней-разделителей или продувкой до испытания переходов.

II.21. Продувка считается законченной, когда после вылета очистного устройства из продувочного патрубка выходит струя незагрязненного воздуха или газа.

Если после вылета очистного устройства из газопровода выходит струя загрязненного воздуха или газа, то необходимо провести дополнительную продувку данного участка.

Если после вылета очистного устройства из продувочного патрубка выходит вода, то по газопроводу дополнительно следует пропустить поршни-разделители.

II.22. При продувке газопровода пропускать и выпускать загрязнения и очистные поршни через линейную арматуру запрещается.

II.23. Если в процессе продувки или промывки газопровода в нем застряло очистное устройство, то застрявшее устройство должно быть извлечено из газопровода, и этот участок необходимо повторно продуть или промыть.

II.24. После очистки полости газопровода любым из указанных способов на концах очищенного участка следует устанавливать инвентарные заглушки.

Технология испытания газопроводов

II.25. Испытание магистральных газопроводов на прочность и проверку их на герметичность следует проводить после того как полностью готов участок или весь газопровод (полностью засыпан, обвалован или укреплен на опорах, очищена полость, установлена арматура и приборы, выполнены катодные выводы, и в комиссию (см. п. II.4) представлена исполнительная документация на испытываемый объект).

II.26. На головных участках газопроводов, примыкающих к промыслам, рекомендуется проводить пневматическое испытание природным газом.

II.27. На участках газопроводов, удаленных от источников газа, необходимо проводить гидравлическое испытание с последующим полным удалением воды с пропуском поршней-разделителей под давлением природного газа (от промежуточных источников).

II.28. На отдельных участках, и в первую очередь, проходящих по пересеченной местности, целесообразно испытывать газопроводы комбинированным способом с закачкой воды опрессово-

чными агрегатами на участках, предварительно заполненных газом на максимально возможное давление от пересекающих источников или от параллельных ниток.

II.29. Гидравлическое испытание газопроводов водой при отрицательной температуре воздуха допускается только при условии предохранения газопровода, линейной арматуры и приборов от замораживания.

II.30. Протяженность испытываемых участков не ограничивается, за исключением случаев гидравлического испытания и комбинированного способа, когда протяженность участков назначают с учетом гидростатического давления.

II.31. Протяженность и границы испытываемых участков рекомендуется определять с учетом совокупности следующих факторов:

расположения по трассе источников воды;

продольного профиля газопровода;

раскладки труб по трассе (категории участков);

расположения линейной арматуры, стационарных камер пуска и приема очистных устройств.

Кроме того, при определении протяженности участков должна быть учтена необходимость проведения испытания в оптимальной технологической и организационной взаимосвязи как с работами по очистке полости и удалению воды, так и с работами ведущего строительного потока.

II.32. Подвергаемый испытанию на прочность и проверке на герметичность магистральный газопровод следует разделить на отдельные участки, ограниченные заглушками или линейной арматурой.

II.33. Проверять на герметичность участки всех категорий газопроводов необходимо после испытания на прочность и снижения испытательного давления до максимального рабочего, принятого по проекту.

II.34. При пневматическом испытании заполнение газопровода и подъем давления в нем до испытательного следует выполнять через полностью открытые краны обводных линий при закрытых линейных кранах.

II.35. Чтобы выявить утечки воды или природного газа в процессе закачки их в газопровод, должен быть добавлен в закачиваемый газ одорант, а в воду - красители.

II.36. При пневматическом испытании поднимать давление в газопроводе следует плавно (не более 0,3 МПа/ч) и осматривать трассу при величине давления, не превышающей 2 МПа.

На время осмотра подъем давления должен быть прекращен.

Дальнейший подъем давления до испытательного следует проводить без остановок.

Под испытательным давлением газопровод должен быть выдержан для стабилизации давления и температуры в течение 12 ч при открытых кранах обводных линий и закрытых линейных кранах. Затем следует снизить давление до рабочего, после чего закрыть краны обводных линий и осмотреть трассу: наблюдения и замеры величины давления необходимо вести не менее 12 ч.

II.37. При подъеме давления от 2 МПа до $P_{исп}$ и в течение 12 ч при стабилизации давления и температуры осмотр трассы запрещается.

Осмотр трассы следует проводить только после снижения испытательного давления до рабочего с целью проверки газопровода на герметичность.

II.38. При гидравлическом испытании газопроводов операции очистки полости, непосредственно испытания и последующего удаления воды технологически взаимосвязаны между собой, и окончательный результат всего комплекса работ зависит от качества выполнения каждого из этих процессов.

Комплекс работ по очистке полости, гидравлическому испытанию и удалению воды из газопроводов можно проводить по двум технологическим вариантам. Порядок и параметры проведения работ по этим вариантам приведены в табл. 22, 23.

II.39. При заполнении газопроводов водой для гидравлического испытания из труб должен быть полностью удален воздух.

Удаление воздуха осуществляется поршнями-разделителями или через воздухо-спускковые краны, устанавливаемые в местах возможного скопления воздуха.

II.40. После окончания гидравлического испытания газопровод должен оставаться заполненным водой. Слив воды самотеком из испытанного участка запрещен.

Таблица 22

Комплекс работ по очистке полости, испытанию и удалению воды (вариант I)

Этапы	Работы	Очистные устройства	Оптимальные границы изменения скоростей перемещения очистных устройств, м/с	
			V_{min}	V_{max}
I	Промывка с пропуском поршней ДЭК-РЭМ или ОПР-М, совмещенная с удалением воздуха и наполнением газопровода водой	ДЭК-РЭМ, ОПР-М	0,2	2
II	Гидравлическое испытание	-	-	-
III	Предварительное удаление воды с пропуском поршней ОПР-М или ДЭК-РЭМ	ОПР-М, ДЭК-РЭМ	0,5 0,5	4 3
IУ	Окончательное удаление воды с пропуском поршней ОПР-М или ДЭК-РЭМ (контрольный пропуск)	ОПР-М, ДЭК-РЭМ	0,5 0,5	4 3

Таблица 23

Комплекс работ по очистке полости, испытанию и удалению воды (вариант II)

Этапы	Работы	Очистные устройства	Оптимальные границы изменения скоростей перемещения очистных устройств, м/с	
			V_{min}	V_{max}
I	Продувка с пропуском поршней ОП	ОП	IC	2C
II	Заполнение газопровода водой с пропуском поршня ОПР-М или ДЭК-РЭМ и гидравлическое испытание	ОПР-М ДЭК-РЭМ	0,2 C,2	2 2
III	Предварительное удаление воды с пропуском поршня ОПР-М или ДЭК-РЭМ	ОПР-М ДЭК-РЭМ	0,5 C,5	4 3
IУ	Окончательное удаление воды с пропуском поршня ОПР-М или ДЭК-РЭМ (контрольный пропуск)	ОПР-МЭ ДЭК-РЭМ	0,5 C,5	4 3

II.4I. Газопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания давление остается неизменным, а при проверке на герметичность не будут обнаружены утечки.

При пневматическом испытании газопровода на прочность допускается снижение давления на I% за I2 ч.

II.42. Если обнаружены утечки визуально, по звуку, запаху или с помощью приборов, то этот участок газопровода должен быть отремонтирован и подвергнут повторному испытанию на герметичность.

II.43. О выполнении и результатах очистки полости, а также испытания газопроводов на прочность и проверке их на герметичность необходимо составить акты.

Параметры испытаний

II.44. При испытании газопроводов на прочность основные параметры испытаний (величину испытательного давления $P_{исп}$ и продолжительность выдержки под испытательным давлением) принимают в соответствии с табл.24.

II.45. Проверку участка газопровода на герметичность осуществляют после испытания на прочность и снижения давления до величины рабочего давления $P_{раб}$.

II.46. Продолжительность проверки на герметичность определяют временем, необходимым для тщательного осмотра трассы с целью выявления утечек, но не менее I2 ч.

II.47. Временные трубопроводы для подключения наполнительных, опрессовочных агрегатов и компрессоров должны быть предварительно подвергнуты гидравлическому испытанию давлением, в I,25 раза превышающим давление испытания в магистральном газопроводе.

II.48. Длину испытываемого участка следует определять при гидравлическом способе испытания с учетом указанных в табл.24 величин испытательных давлений в верхней и нижней точках участка и продольного профиля.

Таблица 24

Параметры испытаний на прочность и герметичность

Категория участка	Назначение участков магистральных трубопроводов	Этапы испытания на прочность и проверки на герметичность	Давление при испытании на прочность гидравлическим способом в верхней точке (не менее)	Давление при испытании на прочность гидравлическим способом в нижней точке	Давление при испытании на прочность пневматическим способом	Давление при проверке на герметичность	Продолжительность, ч при испытании на прочность гидравлическим способом	Продолжительность, ч при испытании на прочность пневматическим способом	Продолжительность, ч при проверке на герметичность
I	2	3	4	5	6	7	8	9	IO
В	Газопроводы внутри зданий и в пределах территорий компрессорных и газораспределительных станций, станций подземного хранения газа, а также трубопроводы топливного и пускового газа	После укладки и засыпки или крепления на опорах (при технической возможности с подключенными агрегатами и аппаратами)	-	$P_{зав(В)}$	Не испытывают	Давление при проверке на герметичность принимают равным $P_{раб}$	24	-	Продолжительность проверки на герметичность принимают в соответствии с п.2 Примечаний
I	Узлы подключения компрессорных станций, всасывающие и нагнетательные трубопроводы, а также узлы пуска и приема очистных устройств между охранными кранами газопроводов	Первый этап - после укладки и засыпки или крепления на опорах	-	$P_{зав(I)}$	Не испытывают		24	-	
		Второй этап - одновременно с прилегающими участками категорий:							
		I-П	$1,25P_{раб}$	$P_{зав(I-П)}$	"	"	24	-	
		Ш-IУ	$1,1P_{раб}$	$P_{зав(Ш-IУ)}$	"	"	24	-	

Продолжение табл.24

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
I	Переходы магистральных газопроводов через водные преграды и прилегающие прибрежные участки	Первый этап – после сварки на стапеле или на площадке, но до изоляции (только участки, укладываемые с помощью подводно-технических средств)	–	$P_{зав(I)}$	Не испытывают	Давление при проверке на герметичность принимается равным $P_{раб}$	6	–	Продолжительность проверки на герметичность принимается в соответствии с п.2 Примечаний
		Второй этап – после укладки, но до засыпки	$I,25P_{раб}$	$P_{зав(I)}$	$I,IP_{раб}$		I2	I2	
		Третий этап – одновременно с прилегающими участками категорий:							
		I–II	$I,25P_{раб}$	$P_{зав(I-II)}$	$I,IP_{раб}$	=	24	I2	=
		III–IУ	$I,IP_{раб}$	$P_{зав(III-IУ)}$	$I,IP_{раб}$	=	24	I2	=
I	Переходы через железные и автомобильные дороги; пересечения с воздушными линиями электропередачи напряжением 500 кВ и более	Первый этап – до укладки и засыпки или крепления на опорах	–	$P_{зав(I)}$	Не испытывают	Давление при проверке на герметичность принимается равным $P_{раб}$	24	–	Продолжительность проверки на герметичность принимается в соответствии с п.2 Примечаний
		Второй этап – одновременно с прилегающими участками категорий:							

Окончание табл.24

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
		I-II	$I,25P_{раб}$	$P_{зав(I-II)}$	$I,IP_{раб}$	Давление при проверке на герметичность принимается равным $P_{раб}$	24	I2	Продолжительность проверки на герметичность принимается в соответствии с п.2 Примечаний
		Ш-IУ	$I,IP_{раб}$	$P_{зав(Ш-IУ)}$	"		24	I2	
I,II	Переходы газопроводов через болота Ш типа	Одновременно с прилегающими участками категорий (если требования об испытании в два этапа специально не оговорены проектом):							
		I-II	$I,25P_{раб}$	$P_{зав(I-II)}$	$I,IP_{раб}$		24	I2	
		Ш-IУ	$I,IP_{раб}$	$P_{зав(Ш-IУ)}$	"		24	I2	
II,Ш, IУ	Участки трубопроводов, кроме указанных выше	-	$I,IP_{раб}$	$P_{зав(Ш-IУ)}$	$I,IP_{раб}$		24	I2	

Примечания: I. В табл. приняты следующие обозначения: $P_{зав(В)}$, $P_{зав(I-II)}$, $P_{зав(Ш-IУ)}$ - гарантированные заводом испытательные давления без учета осевого подпора, определяемые по ТУ на трубы, уложенные на участках соответствующих категорий; $P_{раб}$ - рабочее (нормативное давление, устанавливаемое проектом).

2. Продолжительность проверки на герметичность определяется временем, необходимым для тщательного осмотра трассы с целью выявления утечек, но не менее I2 ч.

3. При совместном испытании на прочность участков I(II) с участками Ш(IУ) категорий нижняя точка принимается на участке Ш(IУ) категории, а при этом испытательное давление в любой точке участков не должно превышать величины заводского испытательного давления.

Удаление воды после гидравлического испытания

II.49. После испытания на прочность и проверки на герметичность гидравлическим способом из газопровода должна быть полностью удалена вода.

II.50. Удаление воды проводят многократным пропуском поршней-разделителей под давлением природного газа или сжатого воздуха в два этапа:

предварительный - удаление основного объема воды;

окончательный - полное удаление воды из газопровода.

II.51. Сжатый воздух для пропуска поршней-разделителей можно подавать от ресивера, образованного на прилегающем участке магистрали, или непосредственно от передвижных компрессорных станций; природный газ для этой цели подают из ресивера.

II.52. Для полного удаления воды из газопровода поршни-разделители необходимо пропускать с оптимальной скоростью, величина которой должна оставаться в допустимых пределах при движении по всей длине осушаемого участка.

Пределы изменения скоростей движения поршней-разделителей для различных этапов проведения работ приведены выше в табл.22, 23.

II.53. Удалять воду следует в основном в направлении от наиболее высоких точек (по рельефу местности) к пониженным.

Воду из газопровода необходимо выпускать в сторону от траншеи в направлении пониженных участков рельефа местности с учетом необходимости максимального сохранения окружающей среды.

II.54. Контроль за передвижением поршней-разделителей следует осуществлять по показаниям:

сигнализаторов для контроля за проходом разделителя;

манометров, измеряющих давление в узлах пуска и приема поршней-разделителей;

по показаниям обходчиков с трассы.

II.55. Пропуски поршней-разделителей можно проводить как по отдельным участкам, не превышающим расстояния между соседними линейными кранами, так и по участкам большой протяженности, в том числе и с установленными на них линейными кранами. Максимальную протяженность очищаемого участка устанавливают в

зависимости от технической характеристики применяемых поршней-разделителей.

II.56. Результаты удаления воды из газопровода следует считать удовлетворительными, если впереди контрольного поршня-разделителя нет воды, и он вышел из газопровода не разрушенным. В противном случае контрольные поршни-разделители необходимо повторно пропустить по газопроводу.

Организация работ по очистке полости и испытанию

II.57. Завершающие процессы строительства магистральных газопроводов - очистка полости, испытание и удаление воды - являются составными частями единого комплексного процесса и должны быть объединены в нем не только общими технологическими, но и организационными решениями.

II.58. Для ускорения сроков и снижения затрат на строительство необходимо организовать специализированные участки по очистке полости и испытанию, закрепив за ними необходимое оборудование и кадры на все время строительства системы газопроводов.

II.59. Для выполнения всех процессов и работ, входящих в комплексный процесс очистки полости, испытания и удаления воды на строительстве магистральных газопроводов, следует организовывать один или несколько специализированных потоков очистки полости, испытания и удаления воды, каждый из которых состоит из трех частных взаимосвязанных потоков:

потока очистки полости;

потока испытания;

потока удаления воды.

Поток удаления воды создают только на объектах (участках), где испытание осуществляют гидравлическим способом.

II.60. Параметры выполнения потоков очистки полости, испытания и удаления воды (продолжительность, границы, направление проведения работ во времени и пространстве) должны быть рационально синхронизированы с параметрами осуществления соответствующих потоков крупных механизированных комплексов в пределах установленной общей продолжительности

строительства (директивного срока). Для снижения сроков и затрат по строительству необходимо предусмотреть следующее:

на участках, испытываемых газом, направление линейных работ должно совпадать с направлением подачи газа;

на участках, испытываемых водой, линейные работы вести от источников воды;

при многониточной прокладке строительство каждой последующей нитки осуществлять в виде отдельных лупингов;

строительство и монтаж подводных переходов, камер приема и пуска, узлов подключения КС, включая предварительное их испытание, проводить до подхода основных строительных потоков.

II.61. Во всех случаях при расчете синхронизации потока очистки полости, испытания и удаления воды с потоками предшествующих работ следует предусматривать:

а) осуществление специализированного потока очистки полости, испытания и удаления воды с минимальными продолжительностью и интервалами между частными потоками очистки полости, испытания и удаления воды;

б) определение срока начала потока очистки полости, испытания и удаления воды с учетом возможного совмещения во времени и по фронту с проведением предшествующих работ;

в) определение границы участков испытания в интересах всего строительства без обязательного учета границ работы отдельных строительных организаций, причем границы участков испытания должны быть совмещены с местами расположения линейной арматуры, узлов подключения КС.

II.62. Для поточного проведения очистки полости и испытания в границах одного участка необходимо предусмотреть материально-техническое обеспечение в виде технического комплекта, рассчитанного на проведение всего комплекса работ и предварительно поставляемого на трассу в расчетные сроки.

II.63. Узлы подключения машин для закачки в газопровод воды или воздуха, а также узлы подключения источников газа следует монтировать с учетом их использования на всех строящихся в одном коридоре объектов. Эти узлы нельзя демонтировать до окончания строительства в целом.

II.64. Для проведения гидравлических испытаний газопроводов необходимы комплексы машин, оборудования, соединительных трубопроводов, приборов и устройств для очистки полости и удаления из газопроводов воды.

II.65. Проведение гидравлических испытаний газопроводов можно выполнять с применением наполнительных и опрессовочных агрегатов, серийно выпускаемых в нашей стране (АН-50I, АН-I00I, АН-2, АО-2). Эти агрегаты следует использовать группами, которые состоят из трех-пяти наполнительных и одного-трех опрессовочных агрегатов. Группу обычно комплектуют из агрегатов одного типа, что обеспечивает устойчивый режим работы нескольких машин и одновременно позволяет ускорить техническое обслуживание и ремонт.

II.66. Наполнительные агрегаты соединяют по последовательно-параллельной схеме, дающей возможность создать давление, в I,7-I,9 раза превышающее максимальное давление одного агрегата. Это резко сокращает общую продолжительность подъема давления, так как опрессовочные агрегаты, имеющие небольшую производительность, начинают работу, когда в трубопроводе уже создано давление 3,5-3,8 МПа. Опрессовочные агрегаты работают параллельно.

Комплект оборудования, необходимый для гидравлического испытания участка газопровода протяженностью до I00 км, должен состоять из следующих машин и устройств (в шт.):

Наполнительные агрегаты при их суммарной производительности 2300-2500 м^3/ч	5
Опрессовочные агрегаты	4
Пункт дистанционного контроля	2
Поршни-разделители для удаления воды	3
Унифицированная обвязка наполнительных и опрессовочных агрегатов	I

II.67. Для очистки полости и удаления воды после гидравлического испытания необходимо использовать отечественные поршни и разделители ОПР-М, ДЭК-РЭМ, ОПР-М-Э.

Для предварительной очистки протягиванием могут быть использованы поршни ОП, предназначенные для продувки газопроводов.

12. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

12.1. При строительстве трубопроводов следует руководствоваться следующими документами по технике безопасности:

СНиП III-4-80 "Техника безопасности в строительстве". М., Стройиздат, 1980;

"Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов" [17];

"Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей. Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" [16];

"Правилами техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов" [19].

12.2. Подавать вагоны к фронту выгрузки следует маневровым локомотивом. Поданные под выгрузку вагоны должны быть заторможены специальными башмаками и имеющимися на вагонах, ручными тормозами. Тормозить вагоны, подкладывая под колеса доски, кирпичи и другие предметы, запрещается.

12.3. В исключительных случаях разрешается передвигать вагоны на небольшое расстояние вдоль фронта разгрузки с помощью простейших приспособлений (ручная лебедка, аншпуг, лом), при этом допускается передвигать одновременно не более четырех груженых или восьми порожних сцепленных вагонов со скоростью не более 3 км/ч и с интервалом между группами вагонов 15 м.

Встречное перемещение машин на колесном и гусеничном ходу запрещается.

12.4. Выгружать трубы из полувагонов должна бригада в следующем составе:

мастера, ответственного за безопасное перемещение грузов кранами;

машиниста крана;

четырех стропальщиков, двое из которых должны быть заняты на строповке труб в полувагоне.

12.5. Сигнал машинисту автокрана о подъеме труб должен быть подан только после того, как все члены бригады уйдут в безопасные места (на переходные мостики, укладываемые на борта полувагонов, на площадку с лестницей).

При подъеме и перемещении трубы стропальщикам запрещается находиться на полувагоне.

12.6. Стальные трубы диаметром 1420 мм необходимо укладывать в седло штабелями в четыре яруса с применением автоматических захватов, во время этой операции рабочие не должны находиться на штабеле.

Трубы следует крепить специальными инвентарными приспособлениями, обеспечивающими устойчивость их в штабеле и безопасность работающих.

Если нет автоматических захватов, то складировать трубы необходимо в штабеля высотой не более 3 м с закреплением инвентарными упорными башмаками. Инвентарные приспособления следует применять только заводского изготовления.

12.7. Погрузка и выгрузка с применением стреловых кранов на электрифицированных путях до снятия напряжения запрещается.

При выгрузке с помощью крана из вагонов, находящихся на железнодорожном пути, соседнем с электрифицированным, части крана и груза не должны приближаться к находящимся под напряжением проводам соседнего пути на расстояние менее 2 м. В противном случае контактная сеть соседнего пути должна быть отключена.

12.8. Отключение, а затем заземление контактной сети выполняет электромонтер дистанции контактной сети по приказу энергодиспетчера на основании заявки руководителя строительной организации.

В журнале дежурного по станции железной дороги должно быть указано время, когда снято напряжение.

12.9. До начала эксплуатации сварочную базу должна принять комиссия с представителем монтажного управления.

12.10. При перекатывании труб по стеллажам не разрешается находиться на пути перекатываемых труб.

12.11. Лица, работающие с подогревающим устройством, должны быть снабжены брезентовой спецодеждой, а также предохранительными и светозащитными очками (ГОСТ 12.4.013-75Е).

12.12. Опасную зону скатывания готовых секций необходимо

оградить сигнальными знаками на расстояние не менее 50 м в сторону скатывания секций . Перед скатыванием секций следует подавать предупредительный сигнал.

12.13. Для безопасности и удобства работ при сварке неповоротных стыков необходимо устанавливать инвентарные страховочные опоры по обе стороны свариваемого стыка так, чтобы расстояние между поверхностью грунта и нижней образующей трубы было не менее 500 мм.

Проводить сварочные работы с использованием земляных и снежных призм запрещается.

12.14. Сваренную плеть трубопровода следует укладывать от бровки траншеи на расстоянии 1,5 м, а при поперечном уклоне местности более 7^{0}, кроме того, дополнительно укреплять анкерными устройствами для предохранения их от скатывания.

12.15. При сварке неповоротных стыков в потолочном положении сварщик должен пользоваться защитным ковриком, предохраняющим от сырости и холода.

12.16. Подварка шва ручной электродуговой сваркой внутри трубопровода разрешается с соблюдением следующих требований безопасности:

1) передвигаться внутри трубопровода можно только на специальной тележке на расстояние не более 36 м от торца при обесточенном кабеле;

2) загрязненность воздуха вредными газами внутри трубопровода или под шлемом-маской не должна превышать предельно допустимых концентраций, указанных в ГОСТ 12.005-76 ($мг/м^3$):

Окись железа с примесью окислов марганца до 3%	6
Окись железа с примесью фтористого или марганцевого соединений	4
Марганец (в пересчете на окись марганца)	0,3
Окись углерода	20
Соли фтористоводородной кислоты (в пересчете на фтористый водород)	1

3) администрация обязана организовать периодические замеры концентрации вредных газов в воздушной среде;

4) скорость движения воздуха внутри газопровода должна быть не менее 0,25 и не более 1,5 м/с;

5) в жаркие дни температура воздуха внутри трубопровода не должна превышать температуру наружного воздуха;

6) освещение внутри трубопровода должно быть осуществлено от источника питания напряжением не более 12 В;

7) электросварщик должен работать на резиновом коврике и использовать диэлектрические галоши и перчатки;

8) у торца газопровода должны постоянно находиться двое страхующих рабочих, снабженных кислородным противогазом;

9) между страхующими и работающими внутри трубопровода рабочими следует установить сигнальную связь;

10) при необходимости оказать помощь работающему внутри трубопровода: страхующий рабочий немедленно направляется внутрь трубопровода к рабочему месту, предварительно надев маску противогаза.

12.17. При испытании трубопровода диаметром 1420 мм на прочность размеры охранной зоны должны быть увеличены на 20% по сравнению со значениями, регламентированными "Правилами техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов" [19].

12.18. Работать на машине непосредственно под проводами воздушных линий электропередачи, находящихся под напряжением, запрещается.

Для безопасности работы с обеих сторон вдоль линии электропередачи устанавливают охранную зону на расстоянии от электропроводов (по горизонтали) в зависимости от напряжения линии:

Напряжение линии электропередачи, кВ	Расстояние от электропровода до машины (по горизонтали), м
До 1 переменного тока	2
От 1 до 20 включительно	10
До 35 "	15
До 110 "	20
До 150 и 220 "	25
До 330, 400 и 500 "	30
750 "	40
800 постоянного тока	30

Работать на строительных и дорожных машинах в охранной зоне линии электропередачи разрешается только, если машинисту предварительно выдан наряд-допуск и организация, эксплуатирующая

данную линию электропередачи, полностью сняла напряжение.

Если невозможно снять напряжение, то строительно-монтажные работы в охранной зоне линии электропередачи допускаются только в следующих случаях:

получено письменное разрешение организации, эксплуатирующей данную линию;

выдан машинисту наряд-допуск строительно-монтажной организацией;

осуществлены непосредственное руководство и непрерывный надзор ответственного лица из инженерно-технических работников, назначенного организацией, ведущей работы, и имеющего квалификационную группу по технике безопасности не ниже III;

соблюдены определенные расстояния от подъемной или подвижной части машины и от поднимаемого груза в любом положении до ближайшего провода линии, находящейся под напряжением:

Напряжение линии электропередач, кВ	Расстояние от любой части машины или груза до электролинии, м
До I переменного тока	1,5
От I до 20	2
От 35 до 110	4
От 150 до 220	5
330	6
От 500 до 750	9
800 постоянного тока	9

присвоена машинисту, управляющему машиной, квалификационная группа не ниже II;

выполнено заземление грузоподъемной машины, кроме машин на гусеничном ходу.

12.19. Передвижение строительных машин и механизмов, а также перевозка оборудования, конструкций и другого груза под линиями электропередачи допускаются лишь в том случае, если машина, механизм и транспорт с грузом имеют высоту от отметки дороги или земли не более 5 м при передвижении по автомобильным дорогам и 3,5 м при передвижении по грейдерным проселочным дорогам и без дорог.

ЛИТЕРАТУРА

I. Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов. (СН 452-73). М., Стройиздат, 1973.

2. Инструкция по рекультивации земель при строительстве магистральных трубопроводов (ВСН 2-59-75 / Миннефтегазстрой). М., ОНТИ ВНИИСТа, 1975.

3. Руководство по рекультивации земель при строительстве магистральных трубопроводов (Р 2 4-75). М., ВНИИСТ, 1976.

4. Указания по производству работ при сооружении магистральных трубопроводов. Вып.3. Подготовительные и земляные работы (ВСН I-23-70 / Мингазпром). М., ОНТИ ВНИИСТа, 1971.

5. Инструкция по строительству временных дорог для трубопроводного строительства в сложных условиях (на обводненной и заболоченной местностях) (ВСН 2-105-78 / Миннефтегазстрой). М., ВНИИСТ, 1978.

6. Инструкция по технологии сварки магистральных трубопроводов (ВСН 2-124-80 / Миннефтегазстрой). М., ВНИИСТ, 1981.

7. Руководство по контролю качества очистки поверхности трубопроводов перед нанесением изоляционных покрытий (Р 280-77). М., ВНИИСТ, 1978.

8. Инструкция по выбору и применению различных типов утяжеляющих грузов и анкерных устройств для закрепления магистральных трубопроводов против всплытия (ВСН 2-136-81 / Миннефтегазстрой). М., ВНИИСТ, 1982.

9. Инструкция по применению винтовых анкерных устройств для закрепления трубопроводов (ВСН 2-103-78 / Миннефтегазстрой). М., ВНИИСТ, 1978.

10. Инструкция по закреплению магистральных трубопроводов свайными анкерами раскрывающегося типа АР-40 I (ВСН I-52-82 / Миннефтегазстрой). М., ВНИИСТ, 1983.

11. Руководство по балластировке трубопроводов с использованием закрепленных грузов (Р 435-81). М., ВНИИСТ, 1982.

12. Инструкция по строительству подводных переходов магистральных трубопроводов (ВСН 2-118-80 / Миннефтегазстрой). М., ВНИИСТ, 1980.

13. Руководство по укладке подводных трубопроводов с железобетонными покрытиями и грузами (Р 4 -6). М., ВНИИСТ, 198 .

14. Инструкция по радиографическому контролю стыковых сварных швов в нитке трубопровода диаметром 1020-1420 мм с

использованием автоматизированных комплексов типа АКП-141 (ВСН 2-81-77 Миннефтегазстрой).М., ВНИИСТ,1977."

(ВСН 2-81-77). М., ВНИИСТ, 1977.
Миннефтегазстрой

15. Инструкция по сооружению установок электрохимической защиты от коррозии линейной части магистральных трубопроводов (ВСН 2-127-81 Миннефтегазстрой).М., ВНИИСТ, 1981.

16. Инструкция по производству очистки полости и испытания строящихся магистральных трубопроводов (ВСН 157-83 Миннефтегазстрой). М., ВНИИСТ, 1984.

17. Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов. М., Металлургия, 1981.

18. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. М., Энергия, 1969.

19. Правила техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов. М., Недра, 1982.

СОДЕРЖАНИЕ

I. Общие положения 3
2. Транспортные и погрузочно-разгрузочные работы... 4
3. Подготовительные и земляные работы 2I
4. Сварка газопроводов 24
5. Криволинейные участки газопроводов 30
6. Очистка и изоляция стыков труб и захлестов, ремонт повреждений заводского покрытия 3I
7. Укладка газопроводов в траншею..... 38
8. Обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках 43
9. Переходы газопроводов через естественные и искусственные препятствия 55
IO. Сооружение установок электрохимической защиты линейной части газопровода 64
II. Очистка полости и испытание газопроводов 68
I2. Техника безопасности 84
Литература 89

Рекомендации
по технологии и организации строительства
магистральных газопроводов диаметром
1420 мм на давление 10 МПа

Р 524-83

Издание ВНИИСТа

Редактор Т.Я.Разумовская
Корректор С.П.Михайлова
Технический редактор Т.В.Берешева

Л-74696 Подписано в печать 24/УП 1984 г. Формат 60х84/16
Печ.л. 5,75 Уч.-изд.л. 5,0 Тум.л. 2,875
Тираж 400 экз. Цена 50 коп. Заказ 71

ВНИИСТа

gost.e-ecolog.ru