

1. Технологическая часть

1.1 Характеристика объекта и района строительства газопровода

1.1.1 Характеристика объекта строительства

Газопровод Магнитогорск-Стерлитамак Ду 800 мм Ру 5,4 МПа на ремонтируемом участке следует в техническом коридоре коммуникаций:

- газопровод Магнитогорск-Ишимбай Ду500, Ру 5,4 МПа;
- кабель связи.

На своем протяжении газопровод пересекает:

- автодорогу Аскарново - Таштимерово (ПК24+22 - ПК24+90);
- газопровод Ду 114 надземный (ПК25+44,8);
- водопровод Ду 100 (26+11,3);
- кабель (ПК22+78,1);
- кабель 0,4 кВ (ПК47+37,3);
- кабель связи надземный (ПК24+31,8);
- ВЛ 0,4 кВ (ПК22+76,7, ПК24+20,2);
- ВЛ 10 кВ (ПК05+32,8, ПК26+02,8, ПК41+21,4);
- ВЛ 35 кВ (ПК40+83,9).

Газопровод Магнитогорск-Стерлитамак Ду 800 мм, Ру 5,4 МПа введен в эксплуатацию в 1966г., сооружен из труб диаметрами 820х9, 820х12.

Капитальный ремонт газопровода Магнитогорск-Стерлитамак на 171-183 км вызван:

- несоответствием требованиям действующих норм, правил стандартам, предъявляемым к газопроводу;
- недостаточной заглубленностью и размывом газопровода на отдельных

					0220. 077736. 051 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Габдрахманов				Технологическая часть	Лит.	Лист	Листов
Провер.	Ахметов Ф.Ш.							
Руководитель	Ахметов Ф.Ш.					УГНТУ СТ-03-01		
Н. Контр.	Ахметов Ф.Ш.							
Утв.	Мустафин Ф.М.							

1.2 Расчетная часть

1.2.1 Расчет толщины стенки трубопровода

Номинальная толщина стенки трубопровода определяется согласно СНИП 2.05.06-85*:

$$\delta = \frac{n_p \cdot p \cdot D_H}{2(R_1 + n_p \cdot p)}, \quad (1)$$

где n_p - коэффициент надежности по нагрузке;

p – давление в трубопроводе;

D_H – наружный диаметр трубопровода;

R_1 – расчетное сопротивление металла трубы.

Расчетное сопротивление металла трубы:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (2)$$

$$R_2 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_2 \cdot k_H}, \quad (3)$$

где R_1^H - нормативное сопротивление, принимается равным временному сопротивлению;

R_2^H - принимается равным значению предела текучести;

m – коэффициент условий работы трубопровода;

k_1 и k_2 – коэффициент надежности по материалам;

k_H - коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Температурный расчетный перепад:

$$\Delta t = t_s + t_\phi, \quad (4)$$

где t_s - максимальная (или минимальная) возможная температура стенок трубы в процессе эксплуатации, t_ϕ - наименьшая (t^x) или наибольшая (t^m) температура, при которой фиксируется расчетная схема трубопровода.

$$t^x = t_H^x - 6^\circ C; \quad (5)$$

$$t^m = t_H^m + 3^\circ C, \quad (6)$$

а) Расчет толщины стенки неизолированного трубопровода

Исходные данные: $D_H=820$ мм, $p=5,4$ МПа, $\Delta t=+60^\circ\text{C}$.

По сортаменту выбираем для газопровода трубы, выпускаемые ЧТЗ из стали контролируемой прокатки марки 12ГСБ с временным сопротивлением разрыву $\sigma_B=510$ МПа и пределом текучести $\sigma_T=350$ МПа.

Расчетное сопротивление металла труб R_1 определяем по формуле (2), подставляя значения $m=0,9$ (для участков IV категории), $k_1=1,4$ и $k_H=1$, $k_2=1,15$:

$$R_1 = \frac{510 * 0,9}{1,4 * 1} = 327,86 \text{ МПа.}$$

Толщину стенки газопровода подсчитываем по формуле (1) с коэффициентом надежности по нагрузке от внутреннего давления $n_p=1,1$:

$$\delta = \frac{1,1 * 5,4 * 0,82}{2 * (327,86 + 1,1 * 5,4)} = 0,00729 \text{ м.}$$

Полученное расчетное значение толщины стенки округляем до ближайшего большего значения по сортаменту $\delta_H=9$ мм.

По СНиП 2.01.07-85* находим для района капитального ремонта трубопровода $t_I=-15^\circ\text{C}$, $t_{VII}=20^\circ\text{C}$, $\Delta_I=20^\circ\text{C}$, $\Delta_{VII}=6^\circ\text{C}$.

Нормативные значения температуры наружного воздуха в холодное и теплое время года:

$$t_H^x = -15 - 20 = -35^\circ\text{C};$$

$$t_H^m = 20 + 6 = 26^\circ\text{C},$$

и, соответственно, расчетные:

$$t^x = -35 - 6 = -41^\circ\text{C};$$

$$t^m = 26 + 3 = 29^\circ\text{C}.$$

Температурный перепад при замыкании трубопровода в холодное время года:

$$\Delta t^x = 19 - (-41) = 60^\circ\text{C}.$$

Расчетное сопротивление металла труб R_1 определяем по формуле (2), подставляя значения $m=0,9$ (для участков IV категории), $k_1=1,4$ и $k_n=1$, $k_2=1,15$:

$$R_1 = \frac{510 * 0,9}{1,4 * 1} = 327,86 \text{ МПа.}$$

Толщину стенки газопровода подсчитываем по формуле (1) с коэффициентом надежности по нагрузке от внутреннего давления $n_p=1,1$ [4]:

$$\delta = \frac{1,1 * 5,4 * 0,82}{2 * (327,86 + 1,1 * 5,4)} = 0,00729 \text{ м.}$$

Полученное расчетное значение толщины стенки округляем до ближайшего большего значения по сортаменту $\delta_n=9$ мм.

По СНиП 2.01.07-85* находим для района капитального ремонта трубопровода $t_I=-15$ °C, $t_{VII}=20$ °C, $\Delta_I=20$ C, $\Delta_{VII}=6$ °C.

Нормативные значения температуры наружного воздуха в холодное и теплое время года:

$$t_H^x = -15 - 20 = -35 \text{ °C};$$

$$t_H^m = 20 + 6 = 26 \text{ °C},$$

и, соответственно, расчетные:

$$t^x = -35 - 6 = -41 \text{ °C};$$

$$t^m = 26 + 3 = 29 \text{ °C}.$$

Температурный перепад при замыкании трубопровода в холодное время года:

$$\Delta t^x = 19 - (-41) = 60 \text{ °C}.$$

Температурный перепад при замыкании трубопровода в теплое время года:

$$\Delta t^m = 19 - 29 = -10 \text{ °C}.$$

В качестве расчетного температурного перепада принимаем наибольшее значение $\Delta t = 60$ °C.

Продольные осевые напряжения определяем по формуле (3):

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1}, \quad (13)$$

где $\sigma_{\text{кц}}$ – кольцевые напряжения в стене трубы от расчетного внутреннего давления, определяемые по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n_p \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2\delta}. \quad (14)$$

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций трубопровода в продольном и кольцевом направлениях проверку производят по условиям:

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}| \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}, \quad (15)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}, \quad (16)$$

где $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}$ – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий;

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб;

$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}$ – кольцевые напряжения в стенках трубопровода от нормативного внутреннего давления.

Продольные напряжения для полностью заземленного трубопровода находятся из выражения:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha_t \cdot E \cdot \Delta_t \pm \frac{E \cdot D_{\text{H}}}{2\rho_{\text{min}}}, \quad (17)$$

где ρ_{min} – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, определяется по формуле: [7]

$$\rho_{\text{min}} = D_y \cdot 1000. \quad (18)$$

Коэффициент ψ_3 определяется по формуле:

Проверяем наличие недопустимых деформаций в кольцевом направлении по условию (10):

$$240,6 < \frac{0,9}{0,9 * 1} * 350 = 350 \text{ МПа} - \text{условие выполняется.}$$

Определим значение продольных напряжений $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}$ по формуле (17) для положительного температурного перепада $\Delta t = +60 \text{ }^\circ\text{C}$:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = 0,3 * 240,6 - 1,2 * 10^{-5} * 2,1 * 10^5 * (+60) - \frac{2,1 * 10^5 * 0,82}{2 * 800} = -159,74 \text{ МПа.}$$

Определим значение продольных напряжений $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}$ по формуле (17) для отрицательного температурного перепада $\Delta t = -10 \text{ }^\circ\text{C}$:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = 0,3 * 240,6 - 1,2 * 10^{-5} * 2,1 * 10^5 * (-10) - \frac{2,1 * 10^5 * 0,82}{2 * 800} = -10,245 \text{ МПа.}$$

Проверяем выполнение условия (15):

$$|-159,74| < 0,46 * \frac{0,9}{0,9 * 1} * 350 = 161 - \text{условие выполняется;}$$

$$|-10,245| < 0,46 * \frac{0,9}{0,9 * 1} * 350 = 161 - \text{условие выполняется.}$$

б) Проверочный расчет трубопровода с заводской изоляцией на прочность и деформацию

Проверяем трубопровод на прочность по условию (6), найдя сначала по формуле (8) значение $\sigma_{\text{кц}}$ и по формуле (7) значение ψ_2 :

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{1,1 * 5,4 * 0,802}{2 * 0,009} = 264,66 \text{ МПа;}$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 * \left(\left[\frac{264,66}{327,86} \right] \right)^2} - 0,5 * \frac{264,66}{327,86} = 0,311 \text{ .}$$

Проверяем условие прочности в продольном направлении по формуле (6):

$$|-84,4| < 0,311 * 327,86 = 101,96 - \text{условие выполняется.}$$

1.2.3 Расчет общей устойчивости трубопровода

Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении выполняется по СНиП 2.05.06-85* в плоскости наименьшей жесткости системы в соответствии с условием:

$$S \leq m \cdot N_{кр}, \quad (21)$$

где S – эквивалентное продольное осевое усилие сжатия в трубопроводе, возникающее от действия двух расчетных нагрузок и воздействий: внутреннего давления и положительного перепада температур;

$N_{кр}$ – продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода.

Эквивалентное продольное осевое усилие сжатия в трубопроводе определяется следующим образом:

$$S = (0,2 \cdot \sigma_{кц} + \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t) \cdot F, \quad (22)$$

где F – площадь поперечного сечения трубопровода, определяется по

формуле:

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2). \quad (23)$$

Критическое усилие находится по следующей формуле:

$$N = 4,09 \cdot \sqrt[4]{p_0^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3}, \quad (24)$$

где p_0 – сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины;

$q_{верт}$ – сопротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины;

J – осевой момент инерции поперечного сечения трубы, определяется по формуле:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_n^4 - D_{вн}^4). \quad (25)$$

Нагрузка от собственного веса изоляции определяется по формуле:

$$q_{из} = n_{св} \cdot (q_{ип}^H + q_{об}^H), \quad (31)$$

где $q_{ип}^H$, $q_{об}^H$ – нормативные нагрузки от веса изоляции и обертки соответственно.

Нормативная нагрузка от веса изоляции определяется по формуле:

$$q_{ип}^H = k_{из} \cdot D_H \cdot \delta_{ип} \cdot \rho_{ип} \cdot g, \quad (32)$$

а нормативная нагрузка от веса обертки по формуле:

$$q_{об}^H = k_{об} \cdot D_H \cdot \delta_{об} \cdot \rho_{об} \cdot g, \quad (33)$$

где $k_{из}$, $k_{об}$ – коэффициенты, учитывающие величину нахлеста соответственно изоляционной ленты и обертки;

$\delta_{ип}$, $\delta_{об}$ – толщина изоляционной ленты и обертки соответственно;

$\rho_{ип}$, $\rho_{об}$ – плотность изоляционных и оберточных материалов соответственно;

g – ускорение свободного падения, принимается равным $9,81 \text{ м/с}^2$.

Нагрузка от веса продукта, находящегося в трубопроводе, определяется по формуле:

$$q_{пр} = n_{пр} \cdot q_{пр}^H, \quad (34)$$

где $n_{пр}$ – коэффициент надежности по нагрузке от веса продукта, принимается равным $0,95$;

$q_{пр}^H$ – нормативная нагрузка от веса продукта.

Для природного газа допускается рассчитывать значение нормативной нагрузки от веса продукта по эмпирической зависимости:

$$q_{пр}^H \approx 100 \cdot p \cdot D_{вн}^2, \quad (35)$$

в которую значение давления p подставляется в МПа; внутреннего диаметра $D_{вн}$ – в метрах, а результат получается в Н/м.

Сопротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины, определяется по формуле:

Значение нормативной нагрузки от веса продукта рассчитываем по эмпирической зависимости (35):

$$q_{np}^H \approx 100 * 5,4 * 0,802^2 = 433,08 \text{ Н/м.}$$

Нагрузку от веса продукта, находящегося в трубопроводе, определяем по формуле (28):

$$q_{np} = 0,95 * 433,08 = 411,42 \text{ Н/м.}$$

Нагрузку от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом находим по формуле (29):

$$q_{тр} = 1709,17 + 89,67 + 411,42 = 2210,26 \text{ Н/м.}$$

Среднее удельное давление на трубопровод определяем по формуле (28):

$$p_{гр} = \frac{2 * 0,8 * 16 * 10^3 * 0,82 * \left[\left(1 + \frac{0,82}{8}\right) + \left(1 + \frac{0,82}{2}\right) * \operatorname{tg}^2\left(45^\circ - \frac{27^\circ}{2}\right) \right] + 2210,26}{3,14 * 0,82} =$$

$$= 42637,36 \text{ Па.}$$

Предельные касательные напряжения находим по формуле (27):

$$\tau_{np} = 42637,36 * \operatorname{tg}27^\circ + 4 * 10^3 = 25724,82 \text{ Па.}$$

Сопротивление грунта продольным перемещения определяем по формуле (26):

$$p_o = 3,14 * 0,82 * 25724,82 = 66236,27 \text{ Н/м.}$$

Сопротивление поперечным вертикальным перемещениям находим по формуле (30):

$$q_{верт} = 0,8 * 16000 * 0,82 * \left(1 + \frac{0,82}{2} - \frac{3,14 * 0,82}{8}\right) + 2210,26 = 0,0136 \text{ МН.}$$

Определяем продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода по формуле (24):

$$N_{кр} = 4,09 \sqrt[1]{(66,236 * 10^{-3})^2 * (13,6 * 10^{-3})^4 * 0,023^2 * (2,1 * 10^5)^5 * (1,88 * 10^{-3})^3} =$$

$$= 4,44 \text{ МН.}$$

Подставляя значения $q_{ин}^H$ и $q_{об}^H$ из формул (32) и (33) в формулу (31), определяем значение нагрузки от собственного веса изоляции:

$$q_{из} = 0,95 * 1 * 3,14 * 0,82 * 9,81 * 10^{-3} * 3,9 * 990 = 92,65 \text{ Н/м.}$$

Значение нормативной нагрузки от веса продукта рассчитываем по эмпирической зависимости (35):

$$q_{пр}^H = 100 * 5,4 * 0,802^2 = 433,08 \text{ Н/м.}$$

Нагрузку от веса продукта, находящегося в трубопроводе, определяем по формуле (34):

$$q_{пр} = 0,95 * 433,08 = 411,42 \text{ Н/м.}$$

Нагрузку от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом находим по формуле (29):

$$q_{тр} = 1709,17 + 92,65 + 411,42 = 2213,24 \text{ Н/м.}$$

Среднее удельное давление на трубопровод определяем по формуле (28):

$$p_{гр} = \frac{2 * 0,8 * 16 * 10^3 * 0,82 * \left[\left(\left(1 + \frac{0,82}{8} \right) + \left(1 + \frac{0,82}{2} \right) * \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{27^\circ}{2} \right) \right) \right] + 2213,24}{3,14 * 0,82} =$$

$$= 42638,5 \text{ Па.}$$

Предельные касательные напряжения находим по формуле (27):

$$\tau_{пр} = 42637,36 * \operatorname{tg} 27^\circ + 4 * 10^3 = 25724,82 \text{ Па.}$$

Сопротивление грунта продольным перемещения определяем по формуле (26):

$$p_o = 3,14 * 0,82 * 25724,82 = 66236,27 \text{ Н/м.}$$

Сопротивление поперечным вертикальным перемещениям находим по формуле (36):

$$q_{верт} = 0,8 * 16000 * 0,82 * \left(\left(1 + \frac{0,82}{2} - \frac{3,14 * 0,82}{8} \right) \right) + 2213,24 = 2,99 \text{ МН.}$$

Определяем продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода по формуле (24):

Балластировка одиночными железобетонными грузами. Марка груза подбирается согласно Ду газопровода: 1-УБКм; $Q_2 = 3000$ кг; $\gamma_6 = 2,3 \cdot 10^4$ Н/м³.

Выталкивающая сила воды по формуле (4.61)

$$q_B = \frac{\pi \cdot D_{н.и}^2}{4} \cdot \gamma_6 = \frac{\pi \cdot 0,8278^2}{4} \cdot 1,15 \cdot 10^4 = 6189,2 \text{ Н/м}$$

Интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода по формуле (4.63)

$$q = \frac{32 \cdot EI}{9\beta^2 \cdot \rho^3} = \frac{32 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 1,88 \cdot 10^{-3}}{9 \cdot 0,1744^2 \cdot 2000^3} = 5,76 \text{ Н/м}$$

Расчетная нагрузка от собственного веса трубопровода:

$$q_{mp} = 2213,14 \text{ Н/м}$$

Принимая в условиях монтажа $q_{дон} = 0$, по формуле (4.60) рассчитаем величину балластировки в воде

$$q_{бал.в}^н = \frac{1}{0,9} \cdot (k_{н.в.} \cdot q_6 + q_{изг} - q_{mp} - q_{дон}) = \frac{1}{0,9} \cdot (1,05 \cdot 6189,2 + 5,76 - 2213,14) = 4768,08 \text{ Н/м}$$

и по формуле (4.64) – в воздухе:

$$q_{бал.в}^н = q_{бал.в}^н \frac{\gamma_6}{\gamma_6 - \lambda_6 \cdot \kappa_{н.в.}} = \frac{2,3 \cdot 10^4}{(2,3 - 1,05 \cdot 1,15) \cdot 10^4} = 2,1 \text{ Н/м}$$

Объем пригруза по формуле (4.67)

$$V_{\Gamma} = (a \cdot b - (a - 2d) \cdot h - \frac{\pi \cdot R_c^2}{2}) \cdot c = (1,64 \cdot 1,21 - (1,64 - 2 \cdot 0,34) \cdot 0,39 - \pi \cdot 0,48^2 / 2) \cdot 1,1 = 0,94 \text{ м}^3$$

Расстояние между пригрузами по формуле (4.65)

$$l_{\Gamma} = \frac{(Q_2 \cdot g - \gamma_6 \cdot V_{\Gamma})}{q_{бал.в}^н} = \frac{3000 \cdot 9,8 - 1,15 \cdot 10^4 \cdot 0,94}{4768,08} = 3,3 \text{ м}$$

Число пригрузов по формуле (4.68)

$$N = \frac{350}{3,3} = 106 \text{ шт.}$$

Цилиндрическая жесткость полотна дороги по формуле

$$D_n = \frac{E_n I_n}{1 - \mu_n^2}$$

$$D_n = (1,5 * 10^6 * 2,8 * 10^{-5}) / (1 - 0,3^2) = 46,1 \text{ кНм}^2$$

Коэффициент жесткости полотна дороги по формуле

$$\alpha_{жс} = \sqrt[4]{\frac{k_o b}{4D}}$$

$$\alpha_{жс} = \sqrt[4]{10^3 * 1 / (4 * 46,1)} = 1,52 \text{ м}^{-1}$$

Параметр a' по формуле

$$x = a' = \frac{3\pi}{4\alpha_{жс}}$$

$$a' = 3 * 3,14 / (4 * 1,52) = 1,54 \text{ м}$$

таким образом, зона распространения суммарной эпюры реакции основания определим как сумму:

$$2a = 1,54 + 1,6 + 1,54 = 4,68 \text{ м.}$$

Максимальное значение реакции основания φ_{xmax} имеет место в точках x_2 и x_3 , равных нулю, когда $\eta = 1,0$:

$$\varphi_{i(x)} = \frac{P_i \alpha_{жс}}{2b} \eta$$

$$\varphi_{i(x)} = 156 * 1,52 / 2 = 51,3 \text{ кПа.}$$

Тогда нагрузка $q = \varphi_{xmax} = 51,3 \text{ кПа.}$

По формуле:

$$\sigma_z = \frac{q}{\pi} \left(\arctg \frac{a-x}{z} + \arctg \frac{a+x}{z} \right) - \frac{2aqz(x^2 - z^2 - a^2)}{\pi[(x^2 + z^2 - a^2) + 4a^2 z^2]}$$

$$\sigma_z = 49,3 \text{ кПа}$$

находим σ_{zmax} при $x=0$ и $z=H=2,1 \text{ м.}$

1.3 Технология и организация выполнения работ

Капитальный ремонт газопровода ведется в два этапа: подготовительный и основной.

До начала подготовительного периода должен быть утвержден рабочий проект; решены вопросы обеспечения строительства материалами, конструкциями и деталями в необходимые сроки; произведен в натуре отвод территории для строительства; получены фонды и размещены заказы на поставку оборудования.

В состав подготовительного периода входят:

- разработка графика производства работ;
- разработка графика поставки материалов;
- оформление отвода земли;
- создание опорной геодезической сети;
- рекультивация (снятие плодородного слоя почвы);
- обустройство временных площадок для хранения материалов;
- устройство съездов и подъездов к трассе, переездов через подземные коммуникации.

В состав основного периода входят:

- земляные работы;
 - сварочно-монтажные работы;
 - изоляционно-укладочные работы;
 - балластировка;
 - испытание трубопровода;
 - рекультивация (возвращение плодородного слоя почвы);
 - сдача земли.
- До начала основных ремонтных работ необходимо:
- оформить отвод земли;
 - произвести остановку транспортировки газа.

- контроль качества изоляционного покрытия до засыпки;
- приварка катодных выводов;
- установка КИП, монтаж ЭХЗ на переходах через автодороги;
- засыпка газопровода грунтом;
- контроль качества изоляционного покрытия после засыпки;
- демонтаж временных переездов через подземные коммуникации.

После окончания ремонта всего газопровода (ПК24+22 - ПК24+90 переход через автодорогу Аскароро-Таштимерово - предварительно гидравлически испытан) производятся следующие работы:

- установка заглушек на концах испытываемого участка;
- пневматическое испытание отремонтированного газопровода:
 - на прочность $R_{исп}=1,1R_{раб}=5,94$ МПа в течение 12 часов;
 - на герметичность $R_{исп}=R_{раб}=5,4$ МПа в течение 12 часов;
- Обвязочные трубопроводы для подачи воздуха от компрессора, а также импульсные линии манометров предварительно испытать на давление $P=1,25P_{исп}=1,25 \times 5,94 = 7,425$ МПа в течении 6 часов.
- очистка полости газопровода газом с пропуском ОУ после пневматического испытания;
- присоединение отремонтированного участка газопровода к существующему газопроводу вваркой катушек «гарантийными» сварными стыками;
- контроль качества «гарантийных» стыков в объеме 100% - радиографически, 100% - ультразвуком; изоляция «гарантийных» стыков;
- подключение СКЗ;
- установка информационных знаков, в т.ч. на переходах через искусственные и естественные препятствия и другие коммуникации;
- испытание «гарантийных» стыков проходным давлением транспортируемого газа в течение двух часов;

пересечения газопровода с подземными коммуникациями уточняются шурфовкой.

На переходах через подземные коммуникации устраиваются проезды с использованием железобетонных дорожных плит. Дорожные плиты укладываются на щебеночную подушку толщиной 0,25 м, при этом расстояние от верха дорожного полотна до верха подземной коммуникации должно быть не менее 1,4 м.

1.3.3 Входной контроль материалов для реконструкции трубопровода.

Характеристика материалов для реконструкции трубопровода, подлежащих входному контролю.

Входной контроль включает в себя проверку на соответствие нормативным требованиям сырья, материалов, полуфабрикатов, комплектующих и готовых изделий поставщика, которые поступили к потребителю и предназначены для использования при изготовлении (сооружении), испытании, эксплуатации и ремонте продукции (элементов трубопроводной конструкции или объекта в целом). К объектам входного контроля относят также проектные, технологические и другие нормативные документы, определяющие конечный результат капремонта. Так, например, проверка качества труб и их соответствия проекту, техническим условиям и СНиП начинается с проверки заводских сертификатов. Сертификаты на трубы отечественного производства должны содержать следующие данные:

- номинальные размеры труб, номер и дату утверждения технических условий, по которым изготовлены трубы; марку стали; номер партии, результаты механических испытаний с указанием номеров плавок, к которым относятся данные испытаний; результаты гидравлических испытаний и рентгеновской дефектоскопии.

- завода-изготовителя (в случаях, предусмотренных условиями поставки труб; по согласованию).

Как правило, функции грузополучателя возлагаются - по условиям договора (контракта) - на подрядную строительную организацию.

Комиссия, при необходимости решения отдельных вопросов, привлекает к работе представителей других организаций, а также независимых экспертов.

Входной контроль выполняется в два этапа.

Первый этап контроля производится грузополучателем в процессе разгрузки труб с железнодорожных платформ, с целью проверки соответствия поступающих труб проекту и сертификату, а также выявления повреждений при транспортировке труб. При этом внешним осмотром контролируются: форма трубы (отсутствие эллипсности), состояние торцов труб, состояние противокоррозионного покрытия (отсутствие царапин, забоев, вмятин). При обнаружении дефектов составляется акт с участием представителей транспортной организации (железная дорога, судоходство, автотранспортное предприятие) о наличии повреждений.

Предъявление претензий к Поставщику по поставкам некачественных труб осуществляется в соответствии с условиями, оговоренными в договоре (контракте).

О поставке некачественной продукции Поставщик ставится в известность в сроки, оговоренные в договоре (контракте).

Отбракованная продукция перемещается на отдельно обозначенное место, выделенное на площадке разгрузки продукции.

Второй этап контроля производится после разгрузки труб службой контроля качества подрядчика и технадзором заказчика с использованием инструментального контроля

Трубы, прошедшие освидетельствование, после второго этапа контроля должны быть промаркированы.

Освидетельствованию подлежат 100% поступаемых труб.

расстоянии около 500 мм от торца несмываемой краской должны быть четко нанесены:

- марка стали или её условное обозначение;
- индекс завода-изготовителя труб;
- номер партии;
- номер трубы;
- номинальные размеры (диаметр, толщина стенки и фактическая длина трубы);
- эквивалент по углероду.

Проверка качества покрытия и отбраковка труб производится по следующим критериям:

Концы труб

- На торцах труб и в зоне шириной 25 мм от торца не должно быть расслоений, выходящих на кромку и поверхность трубы.
- Допускается ремонтировать вмятины на концах труб, если их глубина не превышает 3,5% от внешнего диаметра = 35,7 мм.
- На торцах трубы должны отсутствовать забоины и задиры. Допускается их ремонт, если они не превышают 5 мм.
- Глубина отпечатка клейма не должна выводить толщину стенки за пределы минусового допуска более чем на 0,3 мм.
- Отклонения наружного диаметра корпуса труб от номинального на длине не менее 200 мм от торца не должна превышать 1,6 мм.
- Отклонения толщины стенки по торцам не должно превышать Толщину стенки измеряют от торцов труб микрометром (штангенциркулем) не менее чем в пяти равномерно распределенных по окружности точках с погрешностью не более 0,1 мм.
- Концы труб должны быть обрезаны под прямым углом к оси трубы и иметь фаску под углом $25-30^{\circ}$ с притуплением шириной 1,0-3,0 мм. Допускается увеличение ширины притупления на расстояние до 40 мм по обе стороны шва на величину усиления шва. Косина реза торцов

трубоукладчиком в зону ремонта труб.

Комиссия по приемке труб по результатам контроля труб на первом и втором этапах, данных сертификата и маркировки труб, составляет акт освидетельствования качества труб. В акте указываются причины, в результате которых трубы потребовали ремонта или пришли в негодность.

Признанные годными трубы укладывают в штабель временного хранения труб или вывозят на трассу строительства, после оформления разрешения на отгрузку трубы на трассу.

Маркировка производится внутри трубы на расстоянии 100-150 мм от торца несмываемой краской в следующем порядке:

- порядковый номер трубы;
- индекс категории, к которой отнесена труба после освидетельствования;
- П - пригодные для использования;
- Р - требующие ремонта для дальнейшего использования;
- Б - не пригодные к дальнейшему использованию.

Акты освидетельствования труб представляются Заказчику и подрядчику.

Ответственность за качество принятых входным контролем труб, оборудования и трубной арматуры, их последующее транспортирование, складирование и хранение - в соответствии с РД 08-296-99 - несет подрядчик. При обнаружении скрытых дефектов, выявленных в процессе производства строительно-монтажных работ (потеря адгезии, выход расслоений металла на кромку труб и т.п.) необходимо незамедлительно поставить в известность об этом представителя технадзора заказчика.

местах заземления газопровода (линейные краны, перемычки, отводы) по 50 м в обе стороны разработка траншей производится вручную.

Укладка отремонтированного трубопровода производится в заглубленную траншею. Заглубление газопровода на глубину не менее **1,0 м** от верхней образующей трубы, а на обводненных участках – от верха забалластированного газопровода.

Засыпка траншеи грунтом, обвалование газопровода осуществляются бульдозером, в стесненных участках – одноковшовым экскаватором.

В случае повреждения коммуникаций или обнаружения утечки газа в процессе производства работ производитель работ должен немедленно вывести весь персонал и технические средства за пределы минимального безопасного расстояния (250м) и немедленно известить Сибайское ЛПУ МГ о повреждении.

1.3.5.1 Снятие плодородного слоя, засыпка трубопровода и возврат плодородного слоя

Работы по снятию и нанесению плодородного слоя почвы (техническую рекультивацию) производят силами строительной организации Подрядчика. Восстановление плодородного слоя (биологическую рекультивацию, включающую внесение удобрения, посев трав, вспашку плодородных почв и другие с/х работы) производят силами землепользователей (за счет Заказчика).

Данной технологической картой предусматривается рекультивация пахотных земель (пашня) и лугов.

Глубина снимаемого плодородного слоя почвы - 0,45 м; ширина зоны рекультивации в пределах полосы отвода (по проекту). Ширина всей полосы отвода составляет 20 м с учетом полосы проезда автотранспорта согласно требованиям СНиП III-42-80* и СН 452-73.

бульдозера - в начале косопоперечный, а затем и прямой поперечный.

На участках горизонтальных кривых трубопровода сначала засыпать криволинейный участок, а затем остальную часть. Засыпка начинается с середины криволинейного участка к его концам.

На участках местности с вертикальными кривыми трубопровода (в оврагах, балках, на холмах и т.д.) засыпку производить сверху вниз.

Запрещается засыпать в траншею опорные рамы, пни, деревья, кусты, валуны или мусор.

После укладки трубопровода и его засыпки проводят восстановление плодородного слоя грунта. Перед восстановлением необходимо:

- убрать строительный мусор с полосы рекультивации;
- спланировать и уплотнить минеральный грунт по ширине засыпанной траншеи;
- распределить излишки минерального грунта по полосе рекультивации.

Уплотнение минерального грунта производят по ширине засыпанной траншеи продольными проходами бульдозера. Уплотнение грунта гусеницами бульдозера или катками, а также количество проходов по одному месту, определяется в соответствии со свойствами грунта (рис.1б).

Излишний минеральный грунт равномерно распределяется по всей ширине полосы рекультивации (рис.1в).

Перемещение плодородного грунта из временного отвала с распределением его по полосе рекультивации осуществляют поперечными проходами бульдозера (рис.1г).

Окончательное разравнивание и уплотнение плодородного грунта производят продольными проходами бульдозера при рабочем ходе в 2-х направлениях (рис.1д).

На рекультивируемых землях после засыпки трубопровода минеральным грунтом произвести его уплотнение пневмокатками или бульдозерами. Излишки минерального грунта распределить на полосе отвода

Нивелир	SETL AT-20D	1
Теодолит	4Т30П	1

Для производства работ необходимо иметь:

- рабочий проект со штампом «В производство работ»;
- проект производства работ (ППР);
- разрешение на право производства работ (ВСН 012-88, форма № 2.2);
- письменное разрешение на право производства земляных работ в зоне расположения подземных коммуникаций от организаций, эксплуатирующих эти коммуникации.

До начала работ должны быть выполнены следующие работы:

- снят плодородный почвенный слой (при необходимости);
- расчищена от леса и кустарника полоса отвода;
- разбита и закреплена на местности ось траншеи;
- экскаватор доставлен к месту производства работ.

Разработку плодородного и минерального грунтов производят одним экскаватором размещением слоев грунта в разные отвалы перемещая их бульдозером (либо автогрейдером) (см. схему).

При работе на прямолинейных участках, по ходу его движения, через каждые 50-80 м устанавливают вешки высотой 3 м, а между ними через каждые 5 м - колышки. Особенно тщательно следует соблюдать правильное направление траншеи на криволинейных участках. Для этого в пределах кривой по ширине хода гусениц или по ширине траншеи с обеих сторон следует устанавливать колышки через 2-5 м.

Номинальные размеры траншеи принимаются согласно СНиП 2.05.06-85* и СНиП 111-42-80*:

- глубина траншеи (Н) - по проекту;

Характеристики присутствующих на участке грунтов и крутизна откосов траншей приведена в таблице 1.

корпусе	ГОСТ7502-80*		
Рейка мерная с сантиметровой шкалой	---	1	Длина не менее 3 м
Инвентарная приставная лестница	ЦНИИОМТП РЧ 3257.00.000	1	Длина не менее 3 м

1.3.6 Сварочно-монтажные работы

Сварочно-монтажные работы при капитальном ремонте участков газопровода выполняются с соблюдением требований СНиП III-42-80*, ВСН 006-89, РД 558-97, РД 09-364-00, РД 03-606-03, «Типовой инструкции по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО Газпрома», инструкцией ГГТН и технологических карт, разработанных и утвержденных подрядной организацией.

Сварщики и специалисты сварочного производства должны быть аттестованы согласно ПБ 03-273-99.

При капремонте участков газопровода проектом предусматривается применение ручной дуговой сварки.

Вырезка и врезка катушек выполняются на бровке траншеи с использованием наружных центраторов, монтажных полотенец.

Контроль качества сварных соединений производится с учетом требований
СТО Газпром 2-2.4-083-2006.

1.3.6.1 Подготовка труб к сборке

Правку деформированных концов труб глубиной до 3,5% диаметра трубы – до 25,2 мм выполняют с помощью безударных инструментов.

Вмятины на концах труб выправляют без подогрева приспособлением типа ПВ (рабочий орган – автомобильный домкрат с усилием 50 кН). Правка

Стрелы трубоукладчиков, используемых для сварочно-монтажных работ с изолированными трубами, должны быть обрезинены.

Применяемые сварщиками лестницы необходимо облицевать мягкими подкладками.

При производстве работ и на время перерывов запрещается размещение на трубе различных инструментов и оборудования, если это не предусмотрено технологией. Не допускается стоять на изолированных трубах и ходить по ним.

После сварки корневого слоя шва обязательна его шлифовка абразивным инструментом.

При сварке заполняющих и облицовочных слоев шва необходимо следить за тем, чтобы температура перед наложением каждого последующего слоя была не ниже +5 °С. Если же температура ниже +5 °С необходимо провести повторный подогрев.

Сварной шов облицовочного слоя должен перекрывать основной металл в каждую сторону от шва на 2,5 – 3,5 мм и иметь усиление высотой 1 – 3 мм.

Чтобы предупредить образование дефектов между слоями перед наложением каждого последующего слоя шва, поверхность предыдущего шва должна быть очищена от шлака и брызг наплавленного металла.

Ремонт сварных соединений производится в случаях предусмотренных п.4.34. СНиП III – 42 – 80* "Правила производства и приемки работ".

Сварочные работы допускается выполнять при температуре воздуха до – 50 °С.

При скорости ветра более 10 м/с, а также при выпадении атмосферных осадков производить сварочные работы без инвентарных укрытий запрещается.

электрохимзащиты.

Специальные работы необходимо производить после укладки трубопровода в траншею и засыпки его землей на всем протяжении, кроме участка длиной 25-50 м по обе стороны от стыка.

Согласно ВСН 006-89 п.2.9.11.1. вварка байпасов и других врезок при диаметре ответвления более 0,3 диаметра основной трубы (более 200 мм) должна быть выполнена через тройники заводского изготовления.

При сборке захлесточных стыков концы плетей временно накладывают с помощью трубоукладчика одну на другую (захлестывают) и отмечают место обрезки на верхней плети. После подгонки стыкуемая плеть опускается на дно траншеи и собирается стык с применением наружного многозвенного центризатора. Собранный стык сваривается усиленными прихватками, а затем заваривается в несколько проходов с применением электродов с основным покрытием.

Захлест запорной арматуры с трубопроводом осуществляют при помощи вварки катушки с выполнением двух кольцевых стыков. В данном случае трубопровод находится в траншее, а арматура установлена на специальные опоры. В траншее, в месте соединения труб необходимо подготовить приямок, чтобы беспрепятственно обеспечивать работы по сварке.

Монтаж захлестов и катушек необходимо выполнять только в присутствии прораба или мастера с последующим составлением акта.

Вварку подводящих патрубков от наполнительного и опрессовочного агрегатов, сливных патрубков Ду150, а также манометров осуществляют прямой врезкой в основную трубу.

Для выполнения прямой врезки в основной трубе по шаблону вырезают отверстие газовой резкой и после его обработки механическим способом присоединяют ответвление. Отверстия предусматривают в верхней части периметра труб с допустимым смещением от зенита до 30 мм. Место вырезки технологического отверстия должно находиться на расстоянии не менее 250 мм от заводского или кольцевого сварного шва. Длина патрубков (прямых

Балластировка газопровода осуществляется ж/б пригрузами УБКм-820. Пригруза развозятся автосамосвалами или тракторами на салазках и раскладываются на бровке траншеи на расстоянии 3 м друг от друга. В местах установки ж/б пригрузов, под пригруза предусмотреть устройство защитных ковриков.

Очистка от старой изоляции газопровода осуществляется механизированным способом и включает предварительную и финишную очистку.

Перед нанесением изоляционного покрытия на ремонтируемый участок поверхность трубы предварительно осушить и очистить от земли, ржавчины. Характеристика очищенной поверхности должна отвечать требованиям отдельно разработанной и утвержденной подрядной организацией технологической карты. Все работы производятся согласно технологической карты.

Изоляция производится механизированным способом за исключением заземленных участков (перемычки, отводы) по 50 м в обе стороны от тройника, в местах пересечения газопровода с подземными коммуникациями (по 2 м в обе стороны от пересечения), футляры, свечные трубы подвергается «усиленной» изоляции РАМ, вручную, с применением «Беличьего колеса»

- грунтовка грунтовок «Транскор-Газ»;
- материал рулонный армированный мастичный «РАМ»;
- лента «ДОНРАД».

На концах защитного футляра выполнить торцевые уплотнения резиноканевыми манжетами в комплекте со стяжными хомутами (2 манжеты + 4 стяжных хомута).

Согласно требованиям ГОСТ Р 51164-98, ВСН 008-88 все участки, подвергающиеся капремонту, подлежат изоляции «усиленного» типа «Транскор-Газ» механизировано (конструкция выполнена согласно ТУ 5775-004-32989231-2005):

- толщину покрытий - толщиномерами типа МТ-10НЦ, МТ-50НЦ не менее одного измерения на каждые 100 м и в местах, вызывающих сомнение, в 4-х точках каждого сечения.

2) После укладки и засыпки не ранее чем через две недели:

- сплошность - искателем повреждений типа АНПИ, УДИП-1М;
- сопротивление изоляции - методом катодной поляризации.

Механическая обработка стальной поверхности трубы.

Стальную поверхность трубы в области стыка очистить от заусенцев, острых кромок грата с использованием шлифмашинки.

Нагрев стальной поверхности. Газовой горелкой осуществить нагрев стальной поверхности до температуры $40 \pm 10^{\circ}\text{C}$ (рис.1). Проверка температуры поверхности производить контактным термометром по 3-м точкам поверхности.

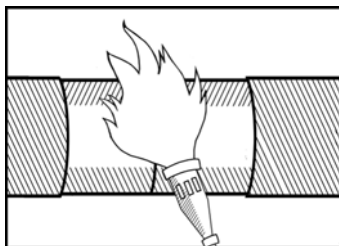


Рис.1 Сушка изолируемой поверхности

Очистка и механическая обработка поверхности.

Изолируемая поверхность трубы (металл и полиэтиленовое покрытие) должна быть обезжирена ветошью, обильно смоченной ацетоном.

Пескоструйной установкой обработать стальную поверхность трубы до степени очистки 2 по ГОСТ 9.402-80, то есть после окончания обработки труба должна быть равномерно шероховатой, светло-серого цвета, без любых следов ржавчины и окалины.

Заводское полиэтиленовое покрытие готовится под манжету следующим образом: скосить кромки полиэтилена базовой изоляции трубы под углом 30° к оси трубы и нанести шероховатость на полиэтиленовом покрытии

Прогретая поверхность должна быть без копоти, что достигается правильной регулировкой пламени горелок.

При возникновении копоти необходимо ее удалить ветошью и повторно нагреть.

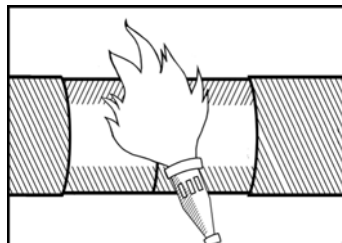


Рис.3 Нагрев изолируемой поверхности.

Нанесение праймера.

Подготовленный по п.4 праймер нанести поролоновыми валиками или шпателями равномерным слоем на всю изолируемую поверхность стыка (сталь и полиэтилен), перекрывая на 20-30 мм размер наносимой манжеты с каждой стороны.

Для правильного формирования изолирующего покрытия, дополнительное просушивание нанесенного на стык праймера категорически не допускается.

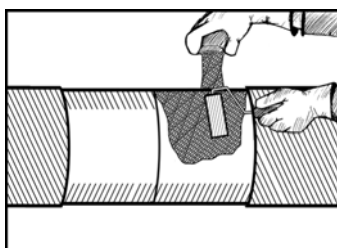


Рис.4 Нанесение праймера

Монтаж термоусаживающейся манжеты.

Подготовка полотна ленты.

На одном из концов манжеты срезать 2 угла с размерами 50мм по ширине и 15мм по длине полотна манжеты. Если лента поставляется в рулоне, то перед

стороны клеевого слоя и прижать к первому концу на трубе с нахлестом не менее 50 мм.

Сам нахлест концов манжеты прокатать силиконовым роликом, разгладить термостойкими перчатками для удаления возможных воздушных пузырьков из зоны нахлеста. При правильном монтаже, замкнутая таким образом в кольцо манжета, должна иметь требуемый для дальнейшей усадки «провис» полотна у нижней образующей трубы. Полученный нахлест концов манжеты прокатывают роликом и термостойкими перчатками для удаления возможных воздушных пузырьков из зоны нахлеста.

Замковую пластину прогреть со стороны клеевого слоя, затем установить непосредственно на нахлест концов манжеты клеевым слоем – вниз, полиэтиленовым слоем - вверх, что необходимо для предотвращения «раскрытия» нахлеста концов манжеты в процессе монтажа и усадки манжеты. После установки замковой пластины ее обязательно прогреть желтым пламенем горелки до выступления под ней контуров нахлеста.

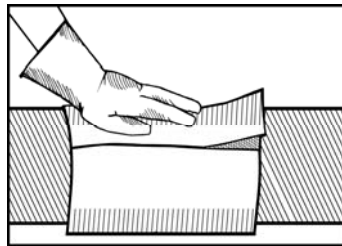


Рис 7. Установка замковой ленты

Как и после монтажа нахлеста, после установки замковой пластины, необходимо произвести ее прикатку силиконовым роликом или термостойкой перчаткой для удаления из под нее возможных пузырей воздуха и выравнивания всего материала.

Усадка манжеты.

Начинать усадку манжеты следует сразу после установки замковой пластины. Усадку производить газовой горелкой, равномерно распределяя

- открыть котлован для установки пункта;
- открыть крышку пункта;
- протянуть кабель в полость стойки пункта, предусмотрев его резерв 0,4 м;
- присоединить кабель к газопроводу;
- установить стойку в котлован вертикально;
- выполнить присоединение кабелей к клеммам панели;
- нанести на верхнюю часть стойки масляной краской порядковый номер пункта по трассе газопровода;
- закрепить грунт вокруг пункта в радиусе 1 м смесью песка со щебнем фракций до 30 мм.

Приварку кабелей к газопроводу выполнить ручной электродуговой сваркой непосредственно к телу трубы в соответствии с требованиями РД 558-97 и 7.402-5.1-70

Все электромонтажные работы выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ, ПТЭЭП, ГОСТ Р51164-98, ГОСТ 9.602-2005, СНиП 3.05.06-85 и действующими типовыми проектами.

1.3.10 Контроль качества работ

Контроль качества ремонтных работ должен осуществляться исполнителями, специальными службами подрядчика и заказчика, а также в порядке авторского надзора представителями проектных подразделений в соответствии с действующими нормами и правилами.

Производственный контроль качества ремонтных работ должен включать:

- входной контроль рабочей документации, конструкций, изделий, материалов и оборудования;

1.3.11 Мероприятия по обеспечению чистоты полости трубопровода

Чистота полости трубопровода должна обеспечиваться на всех этапах работы с трубой и контролироваться визуально путем осмотра:

- каждой трубы в пункте ее получения с завода-изготовителя (ж.д.станция, пристань, аэродром, вертодром);
- каждой трубы после транспортировки с пункта получения до сварочной базы, а также после транспортировки из штабеля на сварочный стеллаж;
- каждой секции (плети) в процессе сборки и после транспортировки ее на трассу;
- при сборке и сварке секций (плетей) в нитку трубопровода;
- полости трубопровода при монтаже технологических захлестов, варке катушек и линейной арматуры.

В результате осмотра полости трубопровода (труб, плетей) должно быть установлено отсутствие в полости загрязнений, воды, снега, льда, случайно попавших предметов (инструмента, спецодежды и т.п.).

В случае загрязнений, последние, необходимо удалить продувкой или протягиванием очистного устройства.

В процессе сварочно-монтажных и изоляционно-укладочных работ производится визуальный осмотр каждой трубы и плети с целью выявления вмятин, препятствующих последующему безостановочному пропуску очистных и разделительных устройств.

После окончания сварочно-монтажных работ в полости трубы не должно находиться посторонних предметов.

После очистки полости любым способом на концах очищенного участка следует устанавливать временные заглушки, предотвращающие повторное загрязнение участка.

1.4 Балластировка трубопроводов

Балластировка трубопроводов одиночными железобетонными пригрузами.

В условиях обводненной и заболоченной местности балластировка трубопроводов осуществляется одиночными утяжеляющими железобетонными грузами различных конструкций.

При изготовлении утяжеляющих железобетонных грузов для приготовления бетонной смеси применяют шлакопортландцемент марки 300 и гравий или щебень изверженных пород.

Грузы, предназначенные для укладки в агрессивную среду, изготавливают с добавлением сульфатостойкого шлакопортландцемента и перед установкой на трубопровод их покрывают изоляцией в два приема: сначала малоконцентрированным раствором (грунтовка), состоящим из 25% битума и 75% бензина, а затем битумной или битумно-резиновой мастикой. Грузы маркируют масляной краской с указанием фактической массы и объема; на грузах, изготовленных с добавлением сульфатостойкого цемента, дополнительно ставят букву «С».

Самый распространенный вид – седловидные железобетонные грузы. Главным недостатком этого груза является то, что центр тяжести конструкции расположен выше оси трубопровода, это приводит к тому, что при смещении груза в плоскости, перпендикулярной к оси трубопровода, положение равновесия нарушается и груз опрокидывается. Также недостатком является малое сопротивление изгибным напряжениям и деформациям в вершине седла.

В удаленных районах страны, как показал опыт, возможно изготовление железобетонных грузов с использованием местных мелких песков (пескобетонных).

Достоинства пригруза: сохранение устойчивого положения при повороте трубы вокруг продольной оси на 60° ; устойчивость в 3-3,5 раза выше, чем устойчивость седловидного груза. Но есть и определенные недостатки: трудоемкость изготовления, необходимость дополнительной защиты изоляционного покрытия из-за наличия поворотных зажимных элементов, сложность навески УСС в зимний период из-за попадания снега, льда в проемы боковых стоек утяжелителя.

Все эти недостатки железобетонных седловидных грузов обусловили поиск новых конструкций и технологических решений.

Проведены приемочные испытания груза типа УБК (утяжелителя болотного клиновидного) из тяжелого бетона плотностью до 2350 кг/м^3 , разработанного трестом «Самотлортрубопроводстрой» и Миннефтегазстроем. Груз УБК обладает повышенной устойчивостью на трубопроводе; при установке УБК на изолированный трубопровод полимерное покрытие не нарушается; технология и трудоемкость установки клиновидных грузов на трубопровод не отличается от установки седловидных грузов.

Отличительной особенностью конструкции УБК от седловидного груза является большой контакт груза с балластируемым трубопроводом – опорная поверхность утяжелителя УБК представляет собой равнобедренную трапецию. Груз УБК можно использовать для балластировки трубопроводов диаметром 520 – 1420мм взамен седловидных грузов на переходах через болота с мощностью торфа, не превышающей глубины траншеи.

По результатам патентной проработки выявлены различные конструкции утяжелителей трубопроводов.

ЗАО «Прогресс – Инвест» разработали утяжелитель для балластировки трубопроводов, выполненный в виде короба из термопластичного или композиционного материала, снабженный ребрами жесткости и имеющий седловину для установки утяжелителя на трубопровод. После установки утяжелитель заполняют грунтом. Изобретение может использоваться в

значительного расхода железобетона. С увеличением диаметра трубопровода затраты на его балластировку железобетонными грузами в условиях обводненной или заболоченной местности резко возрастают.

Учитывая значительную стоимость и трудоемкость балластировки трубопроводов утяжеляющими грузами, область их применения целесообразно ограничить следующими участками трубопроводов: через глубокие болота; через болота, в основании траншей которых залегают грунты повышенной прочности (не менее чем IV группы) или грунты, не обеспечивающие расчетной несущей способности анкера (илы, пливуны, лесс и т. д.); через незамерзающие болота III типа, водоотлив из которых невозможен при производстве работ в зимнее время.

Групповой метод установки грузов

Для повышения темпов и эффективности производства работ по балластировке трубопровода железобетонными грузами ВНИИСТом разработан и внедрен групповой метод, при котором грузы укладываются один к другому, обеспечивая соответствие их общего числа требованию проекта, но максимальное число грузов в группе связано с допустимым прогибом трубопровода.

Наибольший эффект достигается при монтаже группы грузов с одного места стоянки крана.

Для повышения коэффициента запаса прочности и надежности балластировки в соответствии со СНиП III-42-80* расстояние между группами грузов следует принимать не более 25 метров.

При использовании данного метода до начала производства земляных работ на трассе необходимо обозначить участки трассы, на которых устанавливают группы железобетонных утяжелителей.

необходимо обеспечить закрепление от всплытия полого тела, обладающего плавучестью.

Якорное устройство для закрепления трубопровода выполнено в виде завинченных в дно траншеи по сторонам трубопровода вертикальных анкеров с упругим элементом (пружиной в корпусе) на оголовке каждого из них. Упругие элементы связаны между собой канатом, охватывающим трубопровод сверху с напряжением, и цепочки нанизанных на канат катков, закрытых снаружи кожухами. На каждом из кожухов размещена расположенная в поперечных плоскостях трубопровода пластина для взаимодействия с грунтом засыпки. Катки выполнены с осевым отверстием, в концевые участки которого помещены стаканы подшипников, закрытых крышками, а в средний участок – распорная втулка. Канат опирается на внутренние обоймы подшипников и в отверстиях кожуха уплотнен сальниками, к нижней части кожуха прикреплены фартуки.

Принцип действия якорного устройства: при продольном смещении трубопровода происходит свободное перекатывание катков по его поверхности. Стабилизации положения каната способствует также грунт засыпки траншеи, взаимодействующей с пластинами кожухов. При этом канат остается в вертикальной плоскости и нагрузка на анкера не изменяется. При поперечном смещении обеспечивается деформация упругого элемента в соответствующем корпусе.

Полимерно-контейнерные балластировочные устройства

Полимерно-контейнерные балластировочные устройства (ПКБУ) разработаны Оргнефтегазстроем. Устройства применяются для балластировки трубопроводов, прокладываемых на обводненных, заболоченных и периодически затопляемых участках строительства с грунтами минерального основания, применение которых в качестве группового заполнителя полостей ПКБУ позволяет создать необходимую

Работы по установке ПКБУ следует прекращать при скорости ветра 10 м/с и более, так как при монтаже на трубопровод групповым методом конструкция данного устройства обладает большой парусностью.

Во время перемещения монтажным краном и монтажа на трубопроводе группа ПКБУ должна удерживаться от раскачивания и вращения гибкими оттяжками, закрепленными на монтажной траверсе. С помощью этих оттяжек при установке утяжелителей добиваются совмещения их осей с осью трубопровода. Засыпка или обвалование трубопровода после заполнения полости утяжелителя балластом выполняется бульдозером.

Свободный пролет (расстояние между крайними ПКБУ смежных групп) определяется расчетом из условия обеспечения прочности и условия обеспечения минимального прогиба трубопровода.

Балластировка грунтом с использованием нетканых синтетических материалов

Нетканые синтетические материалы (НСМ) получают из полиамидных нитей в процессе формообразования их из расплава вторичного полиамида или из вторичной переработки лавсана или капрона. Они должны обладать стойкостью против гниения, несгораемостью, нейтральной реакцией на воздействие окружающей среды, долговечностью (не менее тридцати лет эксплуатации). Образцы материалов испытывают на водонасыщение, периодически замораживают и оттаивают, испытание на изгиб (на угол 90° по радиусу 250 мм), на предельную разрывную нагрузку при длительном нагружении водонасыщенного образца.

Исследования различных отечественных и импортных нетканых синтетических материалов показали перспективность применения для балластировки трубопровода материала на базе полипропилена. Для закрепления трубопровода в качестве пригрузки используется местный или привозной материал. В зависимости от вида и состояния грунта газопровод

Определяют исходные физико-механические свойства грунта, подлежащего закреплению. Выбирают закрепляющие материалы, проектируют состав компонента.

Исходные свойства грунтов: плотность, естественная влажность, гранулометрический состав, угол внутреннего трения, сцепление, сжимаемость и величина набухания грунта, оптимальная влажность.

Для 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 базового компонента (смесь остатка термического крекинга и легкого газойля в соотношении 1:1 или 3:1) с 10% строительного битума; при этом добавление битума увеличивает прочность и водонасыщение закрепленных грунтов.

Модификация продукта МТ-10 без добавки нефтяного битума может быть рекомендована только в сочетании с армирующей сеткой или в траншеях с крутыми или вертикальными стенками при возможности удаления воды из траншеи в момент баллаستировки. Вес балластной перемычки из закрепленного грунта определяется в зависимости от вида и состояния грунта, от степени обводненности траншеи, метода балластировки с использованием закрепленного грунта, а также в зависимости от того, предусмотрена ли в конструкции перемычки армирующая сетка.

Сварная арматурная сетка используется 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 трубопровода армирование может выполняться одним или несколькими рядами.

Нефтегрунт, завезенный на трассу, отсыпается на бровке траншеи в местах устройства перемычек.

повысить балластирующую способность грунтовой засыпки в обводненной местности. Использовались органические вяжущие: нефтяные битумы и эмульсии, являющиеся продуктами переработки нефти и нефтепродуктов. Удовлетворительные результаты получены при использовании в качестве вяжущего "Универсина-3", полученного компаундированием легкого газойля деструктивных процессов (180 - 350°C) с тяжелыми нефтяными остатками (гудроном, крекинг-остатком).

Однако по этому методу расход вяжущего пока слишком велик (7% от объема закрепляемого грунта), чтобы можно было рекомендовать его к широкому внедрению.

Закрепление трубопровода анкерными плитами

Данный способ закрепления рекомендуется в обводненных и заболоченных грунтах, позволяет повысить надежность балластировки трубопровода путем размещения в приямках, отрываемых по обе стороны трубопровода в боковых стенках траншеи, анкерных плит. Анкерные плиты примыкают к трубопроводу в его горизонтальной диаметральной плоскости. В зоне контура плит засыпка производится щебнем (так как трубопровод подвергается воздействию грунтовых и паводковых вод, а минеральный грунт может быть размыв). Затем траншея засыпается минеральным грунтом

Балластировка трубопроводов минеральным грунтом

В некоторых случаях, например, на участках трасс трубопроводов, периодически затапливаемых водой, участках перспективного обводнения и обводненных участках балластировка трубопроводов может осуществляться минеральным грунтом. При этом удерживающая способность грунта принимается в расчет только в том случае, если грунт плотный и исключается возможность его разжижения и сползания с трубопровода.

балластировка водой, заливаемой внутрь трубопровода. После балластировки трубопровода минеральным грунтом из него должна быть удалена вода до начала промерзания грунта вокруг трубопровода.

Закрепление трубопровода анкерными устройствами

Один из наиболее экономичных способов обеспечения устойчивого положения трубопроводов на проектных отметках - закрепление их анкерными устройствами.

Преимущества данных устройств: быстрота доставки, установки; возможность заглубления анкера без нарушения структуры грунта; незначительный собственный вес по сравнению с развиваемой удерживающей силой, небольшая стоимость анкерного устройства.

Анкерные устройства состоят в общем случае из анкеров, удерживающих трубопровод через силовой пояс. Анкер включает, как минимум, два элемента: анкерную сваю и анкерную головку, при помощи которой в работу против выдергивания сваи вовлекается грунт, лежащий над анкерной головкой.

Обязательным условием применения анкерных устройств является наличие минерального грунта в рабочей зоне анкера.

Многочисленные анкерные устройства для закрепления строительных конструкций, в том числе трубопроводов, можно классифицировать по следующим характерным признакам:

- по видам воздействия при погружении анкеров в грунт;
- по способам передачи нагрузки на грунт;
- по способам приведения анкеров в рабочее положение;
- по конструкции несущих узлов анкера.

От выбора способа погружения анкеров (удар, завинчивание, свободное погружение в скважину) в грунт во многом зависит темп производства работ и их стоимость. В то же время выбор способа

допускается только после проведения дополнительных расчетов по величинам и

характеру возникающих перемещений и усилий на анкерное устройство с учетом типа прокладки.

Конструкция ВАУ предложена ВНИИСТом. Крепление силового пояса на тросах анкера осуществляется путем отгиба на угол более 90° концов пояса с укрепленными на них стальными пластинами. Через отверстия в них пропускаются тяги. Пояс осаживают до плотного прилегания к трубе, после чего концы анкерных тяг отгибаются на 45° . При приложении нагрузки отогнутые концы силового пояса разгибаются и "закусывают" анкерные тяги. Данная конструкция позволяет повысить производительность трубы в 4 ... 5 раз.

Свайные анкерные устройства АР-401 используются для закрепления на проектных отметках трубопроводов диаметром до 1420 мм включительно. АР-401 устанавливаются только в минеральный грунт, минимальная глубина погружения верхних лопастей анкера в минеральный грунт после их раскрытия должна быть не ниже трех метров. Данный способ основан на использовании прочностных свойств и продольной жесткости самого трубопровода.

Необходимо отметить, что свайные анкерные устройства АР-401 следует применять на болотах с мощностью торфяной залежи, не превышающей глубины траншеи; их металлоемкость вдвое превышает металлозатраты на изготовление винтовых анкерных устройств. Кроме того, в их конструкции используются дефицитные металлические трубы.

Свайные раскрывающиеся анкеры АР-401 целесообразно применять для закрепления участков газопроводов, в которых необходимо обеспечить значительное удерживающее усилие, а именно:

- участки входа и выхода газопроводов, прокладываемых на болотах различных типов;

конструктивная схема обладает рядом достоинств: надежность раскрытия в грунте, простота его контроля, незначительный ход раскрытия. К числу недостатков этих анкеров относятся: большой расход металла и необходимость заполнения образуемой в грунте полости бетоном, малая несущая способность анкеров из-за малой жесткости анкерной головки. Однако отмеченные недостатки не носят принципиального характера, их возможно устранить.

Попов В.В., Жуков В.В. и др. разработали способ закрепления трубопровода, содержащий парное заглубление анкеров в грунт по обе стороны трубы и соединение их внешних концов охватывающим трубу силовым поясом. Заглубленные участки анкеров устанавливаются под опорной площадкой трубы в зоне уплотненного грунта под внешним углом наклона к поверхности грунта, меньшим 90° . В предпочтительных вариантах заглубленные участки анкеров устанавливаются в зоне уплотненного грунта на глубину, не выходящую за точку пересечения их трасс, с образованием U-образной схемы заглубления. Заглубленные участки анкеров устанавливаются с пересечением их трасс в зоне уплотненного грунта и выходом их концов за пределы проекции опорной площадки трубы на горизонтальную плоскость с образованием X-образной схемы заглубления. Зону уплотненного грунта под трубой формируют путем сооружения опорной площадки. Опорную площадку выполняют посредством уплотнения грунта, или отсыпки подушки из плотного материала, или укладки плит. Изобретение обеспечивает надежность закрепления анкеров в грунте, используется в строительстве при прокладке магистральных трубопроводов в пучинистых грунтах, в грунтах с деформациями, происходящими вследствие подтопления, оттаивания и промерзания грунта.

Конструкция забивных анкеров с комужлетными уширениями концов, образуемых взрывом или механическим способом не нашли применения в трубопроводном строительстве, хотя технических решений этого класса

(корневой, рабочей части) уплотнителем, обеспечивающим необходимое давление при нагнетании раствора в корневую часть анкера.

Анкер ИРП состоит из стальной трубы диаметром 85 мм с манжетами в корневой части. Свободная часть анкерных тяжей (стержни диаметром 26, 32 или 36 мм) защищена пластмассовой предохранительной трубой. После натяжения анкера свободное пространство между элементами тяги заполняется защитным материалом — цементным раствором, смолой и т. п. Если результаты натяжения не удовлетворительны, то инъекцию раствора для замоноличивания корня повторяют. Эти анкеры используются при растягивающих усилиях не более 520 кН (для постоянных анкеров) .

В зоне заделки анкерный тяж закрывается гофрированной защитной трубой. Свободное пространство между трубой и тяжами еще в заводских условиях заполняется противокоррозионным материалом.

Анкеры ТМ фирмы «Баши» (Франция)

Особенность анкера ТМ заключается в том, что анкерные тяжи (канаты, высокопрочные проволоки или стержни) изолированы от трубы с манжетами и не находятся в прямом контакте с грунтом.

Анкеры ТМ имеют следующие преимущества:

- исключается возможность попадания грунтов в анкерные тяжи и связанное с этим заклинивание, что присуще другим типам анкеров, даже при наличии центровки;

- разделение операций по заделке корневой части и собственно по анкерровке самих канатов, высокопрочных проволок или стержней.

На рисунке 1.9 показан анкер ТМД, наружная стальная труба которого обычно имеет диаметр 86 мм.

Основные операции по устройству анкера:

- бурение скважины под защитой обсадной трубы;

В агрессивной внешней среде используют анкер ТМП. Его несущая способность до 1200 кН. Анкерные канаты предварительно смазываются консистентной смазкой и устанавливаются в пластмассовой трубе.

Анкеры «Тюбфикс» фирмы «Субсборинг» (Швейцария)

Несущие тяжи анкеров «Тюбфикс» изготавливаются из высокопрочных бесшовных стальных труб диаметром 40-100 мм. Благодаря значительной продольной прочности трубные анкеры воспринимают не только растягивающие, но и сжимающие усилия. Анкеры «Тюбфикс» используются в тех случаях, когда возникают затруднения при устройстве свайных фундаментов (поэтому в строительной практике они известны под названием микросвай). При растягивающих усилиях в грунте замоноличивается одна толстостенная труба, снабженная манжетами, а при сжимающих усилиях в трубу вставляют стальной стержень, который замоноличивают. Наиболее часто употребляемые анкеры «Тюбфикс» приведены в таблице 4.

Таблица 4

Тип анкера «Тюбфикс»	Диаметр скважины, мм	Диаметр трубы, мм		Допустимое усилие, кН	
		внешний	внутренний	сжатие	растяжение
1	2	3	4	5	6
A/O	85	39,3	18,3	180	73
A/1	85	51,0	35,0	238	136
B/1	100	60,3	44,3	307	170
B/2	100	60,3	40,3	340	170
B/3	100	60,3	35,5	378	216
C/1	120	76,1	60,1	419	238
C/2	120	76,1	56,1	465	238
C/3	120	76,1	51,1	518	284

Анкеры ФСЛ фирмы «Лозсингер» (Швейцария)

Несущий тяж анкеров ФСЛ, как правило, изготавливается из высокопрочной проволоки диаметром 8 мм, но иногда используются проволочные пряди.

Конструкция этих анкеров аналогична конструкции анкеров ИРП. Проволочные тяжи в коренной части анкера проходят через специальные кольца, другими кольцами они прижимаются к инъекционной трубе с манжетами.

Волнообразная форма анкерных тяжей улучшает условия заделки анкера цементным раствором и повышает несущую способность анкера, свободная часть анкера выполняется в предохранительной пластмассовой оболочке. Несущая способность анкеров от 300 до 200кН. Натяжение осуществляется гидравлическим домкратом фирмы «Лозсингер».

Анкеры фирмы «Фондиза» (Италия)

Тяжи анкеров фирмы «Фондиза» изготавливаются из специальных высокопрочных канатов типа Диформ. Каждый канат состоит из восьми жил, одна из которых, расположенная по центру каната, имеет шестиугольное сечение, а семь других — трапециевидное. Использование канатов типа Диформ повышает несущую способность анкеров на 15 - 18%. Отдельные жилы в пряди защищены тонкой оболочкой, а для снижения трения пространство между ними заполнено графитовой пастой. Несмотря на высокую стоимость таких тяжей, они являются предпочтительными при устройстве постоянных анкеров, работающих в агрессивной среде.

В зоне заделки в каждой канатной пряди анкера монтируется анкерный наконечник, увеличивающий несущую способность системы. Кроме того, в корневой части канатные пряди защищены предохранительной

предохранительной оболочке круглого или квадратного сечения, изготовленной из пластмассы или жести.

К оболочке прикреплена пластмассовая трубка для нагнетания раствора. В верхней и нижней частях оболочка соединена с помощью колец с прядями, от верхнего кольца до анкерного оголовка каждая прядь заключена в пластмассовую трубку (рисунок 1.16).

Для замоноличивания этих анкеров достаточно однократной инъекции. Замоноличивание анкера производится без уплотнителя по всей высоте колонны до появления раствора на поверхности. Гидравлические домкраты фирм «Тезит» и ЕЛСЕ осуществляют одновременное натяжение каждой пряди.

Следует отметить, что анкеры «Теселсе» эффективнее применять в скальных или хорошо уплотненных несвязных грунтах.

Анкеры «Дивидаг» (ФРГ)

Анкерный тяж выполняется из одиночных стальных стержней диаметром 15; 16; 26,5; 32 и 36 мм. Стержни холоднотянутые и имеют резьбу (либо по всей длине, либо только на концах).

Сверху на стержень навинчивается омоноличивающий узел. В зависимости от агрессивности среды и продолжительности эксплуатации анкеры имеют одиночную или двойную изоляцию.

Во временных анкерах устраивается одиночная изоляция, представляющая собой пластмассовую трубу, устанавливаемую только в пределах свободной части анкера. Диаметр трубы подбирается в зависимости от диаметра тяжа, который может быть также в виде пучка из 5 или 9 стержней диаметром 16 мм.

Оголовок анкеров «Дивидаг» конструктивно оформляется (в зависимости от количества стержней) в виде кожуха или плиты. Верхняя

Предлагаемый способ закрепления трубопровода решает техническую задачу увеличения удерживающей способности анкера, сокращение времени инъецирования и повышения эксплуатационной надежности балластировки. Указанная задача решается тем, что в способе закрепления трубопровода, включающем закрепление в грунте трубчатых анкеров с отверстиями на боковой поверхности путем инъецирования вяжущего продукта в грунт с последующим соединением анкера с трубопроводом посредством силовых поясов, вяжущий продукт инъецируют в грунт через отверстия, выполненные в нижней части боковой поверхности трубы переменного диаметра под давлением 0,1 ...0,5МПа в предварительно определенную прослойку слабого несвязного грунта, а при закреплении в плотных связных грунтах вяжущее инъецируют под давлением 1,5... 10 МПа в течение 0,5 - 4 минут. Причем в качестве вяжущего продукта используют нефтяные битумы, натриевое жидкое стекло, различные смолы и другие водонерастворимые быстротвердеющие вещества. После затвердевания инъецируемого вяжущего продукта анкер и масса затвердевшего продукта создают единую конструкцию с удерживающей способностью выше, чем у прототипа примерно на 30...40 %. Причем в обоих случаях при подаче закрепляющего продукта в слабую прослойку или в плотные связные грунты оголовки анкера-инъектора выполнены разъемными для использования на следующие анкеры.

Использование предлагаемого способа для закрепления трубопроводов позволит повысить эксплуатационную надежность балластировки за счет увеличения удерживающей способности анкера по сравнению с прототипом.

2. Безопасность и экологичность проекта

2.1 Основные направления обеспечения безопасности строительства газопровода.

В ООО «Уфаремстройгаз» при строительстве и ремонте трубопроводов действуют многочисленные негативные факторы техногенного и природного происхождения.

К физическим негативным факторам относятся: ударные волны и тепловые излучения, электрический ток, при сварке трубопровода и использовании различных электроинструментов; виброакустические факторы (шум, вибрация), при работе на землеройной технике, станках; движущиеся машины, механизмы, части оборудования, заготовки, материалы и изделия; обрушивающиеся конструкции; запыленность и загазованность воздуха, повышенная или пониженная аэроионизация воздуха; повышенная или пониженная температура и влажность почвы, воздуха, поверхностей оборудования и материалов; острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях инструмента, оборудования, заготовок.

Химические негативные факторы – это действие вредных веществ на организм человека через его органы дыхания, желудочно-кишечный тракт кожные покровы и слизистые оболочки. В данном предприятии они возникают при стравливании газа, выбрасывается в атмосферу значительное количество углеводородного газа, который влияет на кожные покровы и слизистые оболочки человеческого организма.

Физические и нервно – психические перегрузки возникают при проведении огневых работ на данном предприятии.

					0200. 077736. 051 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Габдрахманов			Безопасность и экологичность проекта	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Штур В.Б.						
Руководитель		Ахметов Ф.Ш.						
Н. Контр.		Ахметов Ф.Ш.						
Утв.		Мустафин Ф.М.						
						УГНТУ СТ-03-01		

При высоких уровнях воздействия негативных факторов на человека наблюдаются острые или хронические заболевания, травмирование людей и их гибель. Экологические системы могут получить обратимые или

непосредственно нормативными и законодательными документами в области техники безопасности и охраны труда в строительстве, в соответствии с Трудовым Кодексом Российской Федерации.

На предприятии организована служба охраны труда и техники безопасности под руководством начальника отдела, прошедшего обучение и имеющего соответствующее удостоверение по охране труда.

Вводный инструктаж проводит инженер по охране труда в специально оборудованном помещении в форме беседы с максимальным использованием современных технических средств обучения и пропаганды, а также наглядных пособий (плакатов, схем, моделей), поясняющих безопасные приемы труда, а также способствующих их лучшему усвоению.

Цель вводного инструктажа – ознакомление новых работников с общими правилами техники безопасности, производственной санитарии, оказанием доврачебной помощи и поведением на территории стройки, с вопросами профилактики производственного травматизма, а также со специфическими особенностями работы на строительной площадке. После проведения общего вводного инструктажа проводится проверка усвоения прослушанного материала.

О проведении инструктажа делается запись в журнале регистрации вводного инструктажа и личной карточки инструктажа, подтверждаемая подписями лиц, проводивших и прослушавших инструктаж. Журнал учета вводного инструктажа пронумерован, прошнурован и скреплен печатью предприятия.

Первичный инструктаж на рабочем месте проводится со всеми вновь принятыми в строительную организацию, переводимыми с других участков или строительных управлений, командированными, учащимися и студентами, прибывшими на производственное обучение или практику, с

на рабочем месте

Журнал инструктажа на рабочем месте хранится у начальника участка, производителя работ, механика на правах документа строгой отчетности. В организации своевременно составляются заявки на необходимость и потребность спецодежды, на основании которых осуществляется приобретение сертифицированной спецодежды, а также средств индивидуальной защиты работающих.

Разработка комплексных планов улучшения условий, охраны труда и санитарно - оздоровительных мероприятий является составной частью планов экономического и социального развития организации. Они увязываются с промфинпланами, обеспечиваются необходимыми материально - техническими и финансовыми ресурсами, проектно - сметной документацией и в обязательном порядке включаются в соглашения по охране труда.

Мероприятия, включаемые в комплексные планы, решают следующие вопросы: приведение механизмов, машин, зданий и сооружений в соответствие с требованиями нормативов и стандартов; нормализация санитарно-гигиенических условий труда, уменьшение численности работающих, занятых на участках, цехах и производствах с вредными условиями труда, увеличение и приведение к нормам санитарно - бытовых помещений и устройств; улучшения пропаганды безопасного ведения работ.

Аттестация и сертификация рабочих мест являются важнейшим организационным мероприятием по охране труда на предприятиях и в организациях. Аттестацию рабочих мест по условиям труда осуществляет аттестационная комиссия предприятия, которая обеспечивает:

- 1) Определение фактических значений опасных и вредных производственных факторов на рабочем месте.

- 2) Оценку фактического состояния условий труда.

опасности;

4) учет противопожарных требований к производственным процессам и коммунально-энергетическим системам;

5) использование средств пожарной сигнализации и извещения о пожаре.

Исключение возможности возникновения случаев возгорания и взрыва достигается предотвращением образования горючей среды, устранением условий образования в горючей среде источника возгорания, поддержанием температуры и давления в горючей среде ниже максимально допустимых значений и другими мерами.

Пожарная безопасность зданий, сооружений, оборудования и установок обеспечивается по следующим направлениям:

- использование негорючих или трудновоспламеняемых веществ и строительных материалов;

- ограничение количества используемых горючих веществ и безопасное их размещение;

- надежная изоляция горючей среды;

- применение конструкций зданий, сооружений и типов оборудования и установок в соответствии с регламентированными пределами огнестойкости и категорий взрыво- и пожароопасности.

Ограничение использования горючих веществ достигается регламентацией объема или массы горючих веществ и материалов, находящихся одновременно в помещении или на рабочей площадке, периодической очисткой помещений, коммуникаций, оборудования от горючих отложений и отходов, оборудованием аварийных сливов горючих жидкостей, стравливанием горючих газов из оборудования и трубопроводов и проведением других мероприятий. Изоляция горючей среды обеспечивается путем выноса пожароопасного оборудования в отдельные помещения или на открытые площадки, а также оборудованием системы аспирации отходов производства и ограничением

метическими системами, находящимися под давлением.

Для того чтобы обеспечить безопасную эксплуатацию систем повышенного давления, проводится большой комплекс инженерно-технических мероприятий:

- контроль за изготовлением и состоянием герметических систем;
- предотвращение расширения жидкостей и газов в замкнутых объемах;
- предотвращение образования и взрыва горючих систем;
- использование опознавательной маркировки и знаков безопасности.

При изготовлении и эксплуатации технических систем, баллонов и сосудов, работающих под давлением, в соответствии с ГОСТ 12.2.085-85, ГОСТ 12.1.010-95, ГОСТ 12.2.052-88, ГОСТ 12.3.001-96, правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением (ПБ-03-567-03) [15], и другими нормативными документами, ведется контроль за состоянием герметических систем ультразвуковым, люминесцентным, магнитным методами, просвечиванием рентгеновскими и гамма-лучами. Кроме того, при эксплуатации герметических систем производятся периодические осмотры наружных и внутренних поверхностей трубопроводов, баллонов и сосудов с целью выявления трещин, вмятин, расслоений и других дефектов, а также проводятся механические и гидравлические испытания герметических систем. В некоторых случаях для оценки состояния систем, находящихся под давлением, проводятся и микроскопические исследования.

2.2.5. Защита от поражения электрическим током

В ООО «Уфаремстройгаз» проводят мероприятия по защите людей от поражения электрическим током:

- 1) обеспечение недоступности токоведущих частей электроустановок и

изводственному освещению;

2) нормирование и расчет оптимального естественного и искусственного освещения;

3) устройство и обслуживание осветительных установок;

4) контроль освещенности рабочих мест и использование средств индивидуальной защиты органов зрения.

Состояние здоровья человека и его работоспособность в значительной степени зависят также от микроклимата и состава воздуха на рабочих местах. Не имея возможности управлять климатом местности, на которой размещен хозяйственный объект, люди располагают различными системами и средствами регулирования параметров микроклимата в бытовых и производственных помещениях. Основными мероприятиями по созданию комфортных климатических условий и безопасного состава воздуха в помещениях являются:

1) разработка санитарно-гигиенических требований к параметрам микроклимата и состава воздуха в производственных помещениях;

2) расчет, проектирование и монтаж систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха в помещениях;

3) контроль параметров микроклимата и содержания вредных веществ в воздухе помещений;

4) использование коллективных и индивидуальных средств защиты от действия тепловых излучений, холода и вредных веществ (пыли, паров и газов).

Немаловажную роль в обеспечении комфортных условий труда играет обеспечение качественных санитарно-бытовых услуг, таких как бытовое и медицинское обслуживание, общественное питание, торговля и культурно-массовое обслуживание хозяйственной деятельности людей.

Производственное освещение нормируется количественными и качественными показателями, которые регламентируются

предприятия, виды чрезвычайных ситуаций, их возникновения.

К техногенным чрезвычайным ситуациям относятся:

- 1) крупномасштабные пожары.;
- 2) сильные взрывы;
- 3) аварии с выбросом вредных веществ в больших количествах;
- 4) транспортные аварии с тяжелыми последствиями.

К чрезвычайным ситуациям военно-политического характера относятся:

- террористические акты с серьезными последствиями;
- локальные военные конфликты внутри государства или между государствами;
- военный конфликт между государствами с широкомасштабным использованием обычных вооружений или оружия массового поражения.

На втором этапе осуществлен прогноз последствия воздействия возможных чрезвычайных ситуаций на население и подведомственные территории. Для этого использованы методики, разработанные для каждого вида чрезвычайной ситуации с учетом особенностей (специфики) региона.

На третьем этапе осуществлены выбор, обоснование следующих направлений деятельности по обеспечению безопасности в чрезвычайной ситуации:

- 1) осуществление комплекса профилактических мероприятий по предотвращению возникновения чрезвычайных ситуаций и снижению ущерба от них;
- 2) организация защиты населения и его жизнеобеспечения в чрезвычайных ситуациях;
- 3) обеспечение устойчивости работы хозяйственных объектов в чрезвычайных ситуациях;
- 4) организация аварийно-спасательных и других неотложных работ в очагах поражения, зонах заражения, затопления и пожаров.

2.4 Оценка эффективности мероприятий по обеспечению экологической безопасности

К основным видам неблагоприятного воздействия на окружающую среду при строительном-монтажных работах проектируемого участка нефтепровода относятся:

- развитие неблагоприятных рельефообразующих процессов; заболачивание трассы на пониженных участках;
- загорание растительности вследствие производства газорезных и электросварных работ на трассе;
- захламление территории строительными отходами и мусором;
- разлив ГСМ и отработанных масел;
- нарушения внешнего слоя растительности;
- загрязнение поверхностных и грунтовых вод.

Особую опасность для наземных и водных экосистем представляют аварии на трубопроводах, сопровождающиеся разливами значительных объемов нефти. Попадающая на водную или грунтовую поверхность нефть влияет на интенсивность обменных процессов, нарушается гидрохимический режим водных объектов, что приводит к гибели сложившейся флоры и фауны. Масштаб и интенсивность загрязнения зависит от количества и свойств пролитой нефти, а так же от конкретных условий, в которых происходит распространение нефти: характера рельефа и состава почво-грунтов; скорости и направления течения водотоков.

Охрана земельных угодий от загрязнений при чрезвычайных ситуациях заключается в следующем:

- отключение аварийного участка;
- локализация аварийного разлива;
- опорожнение аварийного участка нефтепровода в соседний нефтепровод;
- сбор пролитой нефти;

зданий, сооружений, коммуникаций и других объектов, также работ по добыче полезных ископаемых, землеройных работ;

- проведение рубок главного пользования.

В прибрежной полосе в дополнение к ограничениям, относящимся к водоохраным зонам рек, запрещается:

- распашка земель;
- производственное строительство;
- расширение существующих и строительство новых объектов;
- установка палаточных городков;
- движение автомобилей и тракторов, кроме автотранспорта специального назначения.

Период проведения техперевооружения сопровождается определенным уровнем воздействия на атмосферный воздух, который можно охарактеризовать как кратковременный.

В атмосферный воздух загрязняющие вещества выделяются при работе двигателей транспортной, строительно-монтажной техники, сварочного поста, дизельного двигателя сварочного агрегата, передвижной насосной установки, передвижной дизельной электростанции, наполнительного агрегата, опрессовочного агрегата, заправке техники, ссыпании песка, ссыпании щебня, при проведении изоляционных работ, при работе газовой горелки на атмосферный воздух также окажут влияние выбросы от временного земляного амбара с нефтезагрязненной водой после промывки демонтируемого участка нефтепровода.

При работе двигателей транспортной, строительно-монтажной техники выбрасываются углеводороды (по керосину), оксид углерода, оксиды азота, сажа, сернистый ангидрид.

При проведении сварочных работ выделяются марганец и его соединения, оксид железа, пыль неорганическая, содержащая SiO_2 (20-70%), фториды плохо растворимые в воде, фтористый водород, азота диоксид, углерода оксид.

- запрещен проезд строительной техники вне полосы краткосрочной временной аренды;
- для предотвращения загрязнений поверхности земли отходами предусмотрено оборудование рабочих мест и бытовых помещений контейнерами для бытовых и строительных отходов;
- необходимо своевременно вывозить отходы и мусор с площадки строительства на санкционированную свалку;
- запрещена мойка машин и механизмов на строительной площадке.

При выполнении мероприятий, воздействие на водную среду будет минимальным.

В заключении можно сделать вывод, что на предприятии ООО «Уфаремстройгаз» обеспечивается достаточный уровень защиты окружающей среды, безопасность труда, защита в чрезвычайных ситуациях и экологичность строительства трубопроводов на достаточно высоком уровне. Поэтому при внедрении рекомендаций предложенных в дипломном проекте будет обеспечивать безопасность и экологичность строительства трубопровода.

3. Экономическая часть

В экономической части дипломного проекта сметная документация на работы по капитальному ремонту газопровода Магнитогорск - Стерлитамак на участке 171 – 183 км Ø 820 мм, составлена в ценах и нормах, рассчитанных на 2001г. в соответствии с «Методическими указаниями по определению стоимости строительной продукции на территории РФ» (МДС 81-35.2004), в базовых ценах 2001 года.

Расчет смет выполнен с применением базисно-индексного метода на основании:

- ТЕР-2001 для республики Башкортостан;
- МДС 81-33.2004 (накладные расходы 120% от ФОТ);
- МДС 81-25.2001 (сметная прибыль 60%*0,85 от ФОТ);
- МДС 81-35.2004 п.4.96 (непредвиденные расходы и затраты);
- ГСН 81-05-02-2001 п.6.2 и п.5, (затраты на зимнее удорожание 2,2%, временные здания и сооружения 2,7%);
- Федеральный закон от 7.07.2003г. №117-ФЗ (НДС 18%)

Коэффициент пересчета с 2001г. на 2008г. в ООО «Газпром трансгаз Уфа» принят равным 4,8.

					0220. 073736. 051 ПЗ					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Экономическая часть					
Разраб.		Габдрахманов						Лит.	Лист	Листов
Провер.		Шихов Н.В.								
Руководитель		Ахметов Ф.Ш.						УГНТУ СТ-03-01		
Н. Контр.		Ахметов Ф.Ш.								
Утв.		Мустафин Ф.М.								

Непредвиденные затраты						
МДС 81-35.2004 п.4.96	Непредвиденные расходы и затраты 1,5%	675,402529	-	-	-	675,402529
ИТОГО С НЕПРЕДВИДЕННЫМИ ЗАТРАТАМИ		45702,2378	-	-	-	45702,2378
Налоги и обязательные платежи						
Федеральный закон от 7.07.2003г. №117-ФЗ	НДС 18%	8226,402804	-	-	-	8226,402804
ИТОГО С НАЛОГАМИ		53928,64061	-	-	-	53928,64061
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТНЫМ СМЕТАМ В ТЕКУЩИХ ЦЕНАХ 2008 года		53928,64061	-	-	-	53928,64061

Продолжение локальной сметы №2-1										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Раздел 2. Земляные работы.										
11	ТЕР01-01-003-11	Вскрытие грунта в отвал экскаваторами «драглайн» или «обратная лопата» с ковшом вместимостью 0,65 (0,5-1)м3, группа грунтов: 5	1000 м3	20,86	$\frac{7076,22}{147609,87}$	$\frac{231,51}{4829,3}$	$\frac{6844,71}{142780,57}$	$\frac{884,36}{18447,71}$	$\frac{23,48}{489,79}$	$\frac{54,1554}{1129,68}$
12	ТЕР01-02-055-12	Расчистка вручную верха трубы глубиной до 3 м, группа грунтов 5	100м3	13,9	$\frac{9464,84}{131561,28}$	$\frac{9464,84}{131561,28}$	-	-	$\frac{878}{12204,2}$	-
13	ТЕР01-02-055-12	Вскрытие грунта вручную глубиной до 3м, группа грунтов 5р	100 м3	0,8	$\frac{9464,84}{7571,87}$	$\frac{9464,84}{7571,87}$	-	-	$\frac{878}{702,4}$	-
14	ТЕР01-02-061-04	Засыпка вручную траншей, пазух котлованов и ям, группа грунтов 4.	100 м3	0,8	$\frac{1308,24}{1046,59}$	$\frac{1308,24}{1046,59}$	-	-	$\frac{138}{110,4}$	-
15	ТЕР01-01-087-06	Подсыпка и присыпка траншей и котлованов с перемещением грунта до 5м бульдозерами мощностью: 340 (450) кВт (л.с.), 3 группа	1000 м3	5,025	$\frac{505,16}{2538,43}$	-	$\frac{505,16}{2538,43}$	$\frac{24,09}{121,05}$	-	$\frac{1,21}{6,08}$
16	ТЕР01-01-003-11	Вскрытие грунта в отвал экскаваторами «драглайн» или «обратная лопата» с ковшом вместимостью 0,65 (0,5-1)м3, группа грунтов 5	1000 м3	0,195	$\frac{7076,22}{1379,86}$	$\frac{231,51}{45,14}$	$\frac{6844,71}{1334,72}$	$\frac{884,36}{172,45}$	$\frac{23,48}{4,58}$	$\frac{54,1554}{10,56}$
17	ТЕР01-01-055-12	Доработка грунтов вручную с креплениями в траншеях шириной до 2м, глубиной до 3м, группа грунтов 5р	100 м3 грунта	0,15	$\frac{11357,81}{1703,67}$	$\frac{11357,81}{1703,67}$	-	-	$\frac{1053,6}{158,04}$	-
18	ТЕР01-01-037-03	Перемещение предварительных скальных грунтов бульдозерами мощностью 243 (330) кВт (л.с.)	1000 м3 грунта	22,46	$\frac{2519,7}{56592,46}$	-	$\frac{2519,7}{56592,46}$	$\frac{163,94}{3682,09}$	-	$\frac{8,8}{197,65}$
19	ТЕР01-01-013-09	Разработка грунта с погрузкой на автомобили-самосвалы экскаваторами с ковшом вместимостью 0,65 (0,5-1) м3,	1000 м3 грунта	5,025	$\frac{5448,56}{27379,01}$	$\frac{147,51}{741,24}$	$\frac{5291,6}{26590,29}$	$\frac{707,09}{3553,13}$	$\frac{14,96}{75,17}$	$\frac{43,3}{217,58}$
20	СЦПЗ-3-20-1	Перевозка грунтов автомобилями-самосвалами на расстояние 20 км, класс груза I	т	9547,5	$\frac{25,55}{243938,63}$	-	$\frac{25,55}{243938,63}$	-	-	-

Продолжение локальной сметы №2-1										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
31	ФЕРр66-14-11	Вырезка катушек диаметром 820 мм в траншее (дефектные стыки 1м)	рез	50	<u>39,17</u> 1958,4	<u>23,69</u> 1184,4	-	-	<u>35,532</u> 1776,6	-
32	ФЕРр66-14-12	Вырезка катушек диаметром 820 мм в траншее (дефектные стыки 2м)	рез	240	<u>39,17</u> 9400,32	<u>23,69</u> 5685,12	-	-	<u>35,532</u> 8527,68	-
33	ТЕР13-08-009-01	Шлифовка поверхностей и торцов газопровода	100 м2 шлиф. пов.	1,425	<u>1324,95</u> 1888,05	<u>918,86</u> 1309,38	<u>393,97</u> 561,41	<u>25,44</u> 36,25	<u>80,04</u> 114,06	<u>2,09</u> 2,98
34	ПР-Т-26-5-28 2005г.	100% ВИК контроль тела трубы	100 дм2	13500	<u>9,52</u> 128520	-	-	-	-	-
35	ПР-Т-26-5-28 2005г.	Ультразвуковая дефектоскопия	100 дм2	13500	<u>11,9</u> 160650	-	-	-	-	-
36	ТЕР25-02-031-12	Сборочно-сварочные работы при врезке катушек для трубопроводов Ду 800мм, толщина стенки 10 мм	1 катушка	146	<u>4568,38</u> 666983,48	<u>292,72</u> 42737,12	<u>4159,11</u> 607230,06	<u>324,71</u> 47407,66	<u>21,15</u> 3087,9	<u>28,3</u> 4131,8
37	ПГ-726	Врезка в действующие стальные трубопроводы проектируемых ответвлений Ду 800 мм	врезк	1	<u>5843,67</u> 5843,67	<u>913,68</u> 913,68	<u>1659,84</u> 1659,84	<u>389,16</u> 389,16	<u>1556,64</u> 1556,64	<u>502,0164</u> 502,02
38	ТЕР25-02-031-12	Сборочно-сварочные работы при врезке катушек для трубопроводов Ду 800мм, толщина стенки 10 мм	1 катушка	1	<u>4568,38</u> 4568,38	<u>292,72</u> 292,72	<u>4159,11</u> 4159,11	<u>324,71</u> 324,71	<u>21,15</u> 21,15	<u>28,3</u> 28,3
39	ТЕР46-01-013-01	Ремонт дефектных сварных стыков в объеме 50% (заварка 1/6 части стыка)	1м шва	105	<u>72,34</u> 7595,7	<u>28,97</u> 3041,85	<u>16,33</u> 1714,65	-	<u>2,31</u> 242,55	-
40	ТЕР25-04-001-06	Изготовление отводов холодного гнутья на среднюю величину угла изгиба из одиночных неизолированных труб Ду 800мм	1 отвод	1	<u>179,56</u> 179,56	<u>6,05</u> 6,05	<u>173,5</u> 173,5	<u>21,1</u> 21,1	<u>0,4756</u> 0,48	<u>1,3776</u> 1,38
41	ТЕР25-04-001-06	Изготовление отводов холодного гнутья на среднюю величину угла изгиба из одиночных неизолированных труб Ду 800мм	1 отвод	1	<u>218,97</u> 218,97	<u>7,38</u> 7,38	<u>211,59</u> 211,59	<u>25,73</u> 25,73	<u>0,58</u> 0,58	<u>1,68</u> 1,68

Продолжение локальной сметы №2-1										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
51	Прейскурант 26-05-28.5-6-035	Визуальный и измерительный контроль сварных соединений трубопроводов, диаметр труб 820 мм	1 стык	480	$\frac{17,69}{8491,2}$	-	-	-	-	-
52	Прейскурант	Визуальный и измерительный контроль сварных соединений трубопроводов, диаметр труб 530 мм	1 стык	76	$\frac{11,9}{904,4}$	-	-	-	-	-
КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ										
53	ТЕР25-05-015-04	Контроль гамма-дефектоскопом на трассе качества сварных соединений труб Ду 800 мм, толщиной до 14 мм	1 стык	2	$\frac{278,29}{556,58}$	$\frac{22,15}{44,3}$	$\frac{229,37}{458,74}$	$\frac{12,22}{24,44}$	$\frac{1,82}{3,64}$	$\frac{1,02}{2,04}$
54	ТЕР25-05-022-11	Контроль импульсными рентгеновскими аппаратами на трассе качества сварных соединений труб Ду 800 мм, толщиной 10 мм	1 стык	1012	$\frac{210,76}{213289,12}$	$\frac{18,86}{19086,32}$	$\frac{165,13}{167111,56}$	$\frac{10,3}{10423,6}$	$\frac{1,55}{1568,6}$	$\frac{0,85}{860,2}$
55	ТЕР25-05-027-11	Контроль качества сварных соединений труб ультразвуковым методом на трассе, условный диаметр 800 мм	1 стык	242	$\frac{393,53}{95234,26}$	$\frac{29,75}{7199,5}$	$\frac{363,78}{88034,76}$	$\frac{22,16}{5362,72}$	$\frac{2,24}{542,08}$	$\frac{1,71}{413,82}$
56	ТЕР25-05-030-11	Дополнительные затраты на обработку пленок и расшифровку результатов контроля качества сварных стыков трубопроводов Ду 800 мм	1 стык	1014	$\frac{65,6}{66518,4}$	$\frac{8,5}{8619}$	$\frac{53,09}{53833,26}$	-	$\frac{0,56}{567,84}$	-
Итого прямые затраты по разделу в ценах 2001г.					2283570,79	93160,64	1009639,6	76944,74	20201,83	21166,26
Раздел 4. Изоляционно-укладочные работы.										
57	ТЕР25-07-004-13	Противокоррозионная мастичная изоляция (усиленное изоляционное покрытие) на трассе и укладка в траншею трубопроводов Ду 800 мм	1 км	5,582	$\frac{107307,01}{517434,4}$	$\frac{6047,62}{29161,62}$	$\frac{101259,39}{488272,78}$	$\frac{9056,36}{43669,77}$	$\frac{570,53}{2751,1}$	$\frac{760,58}{3667,52}$
58	Газкомплект	Стоимость грунтовки «Транскор-Газ»	т	4,36	$\frac{21884,47}{95416,29}$	-	-	-	-	-
59	Газкомплект	Стоимость мастики «Транскор-Газ»	т	73,475	$\frac{14381,6}{1056688,06}$	-	-	-	-	-

Продолжение локальной сметы №2-1										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
69	ТЕР25-06-011-01	Транспортировка на автомобилях-плетевозах, на расстояние 30 км одиночных неизолированных труб Ду 100 мм, при толщине стенки до 8мм	1 км труб	0,01	$\frac{367,46}{3,67}$	-	$\frac{367,46}{3,67}$	$\frac{45,89}{0,46}$	-	$\frac{2,81}{0,03}$
70	ТЕР25-06-011-01	Поправка на изменение расстояния транспортировки (на каждый 1 км добавлять или исключать) к расценке 25-06-011-1	1 км труб	0,01	$\frac{2236,3}{22,36}$	-	$\frac{2236,3}{22,36}$	$\frac{279,3}{2,79}$	-	$\frac{17,1}{0,17}$
71	ТЕР25-06-006-02	Разгрузка на трассе труб Ду 100 мм	1 км труб	0,01	$\frac{2786,22}{27,86}$	$\frac{70,1}{0,7}$	$\frac{417,72}{4,18}$	$\frac{20,59}{0,21}$	$\frac{7,11}{0,07}$	$\frac{3,52}{0,04}$
72	СЦПЗ-2-196-2	Перевозка строительных грузов (изолированных и вспомогательных материалов) расстояние 196-200 км, класс груза II	т	121,64	$\frac{185,88}{22610,44}$	-	$\frac{185,88}{22610,44}$	-	-	-
73	СЦПЗ-2-200-2	Перевозка строительных грузов свыше 200 за каждый 1 км добавлять, класс груза II	т	121,64	$\frac{39,5}{4804,78}$	-	$\frac{39,5}{4804,78}$	-	-	-
74	ТЕР25-06-011-20	Транспортировка на автомобилях-плетевозах, на расстояние 30 км одиночных неизолированных труб Ду 700-800 мм, при толщине стенки до 14мм	1 км труб	0,0348	$\frac{4078,38}{141,93}$	-	$\frac{4078,38}{141,93}$	$\frac{435,52}{15,6}$	-	$\frac{26,67}{0,93}$
75	ТЕР25-06-011-45	Поправка на изменение расстояния транспортировки (на каждый 1 км добавлять или исключать) к расценке 25-06-011-20	1 км труб	0,0348	$\frac{42191}{1468,25}$	-	$\frac{42191}{1468,25}$	$\frac{4504,3}{156,75}$	-	$\frac{275,9}{9,6}$
76	ТЕР25-06-006-12	Разгрузка труб на трассе Ду 800 мм	1 км труб	0,0348	$\frac{4218,96}{146,82}$	$\frac{173,07}{6,02}$	$\frac{2069,27}{72,01}$	$\frac{107,84}{3,75}$	$\frac{16,77}{0,58}$	$\frac{13,63}{0,47}$
77	СЦПЗ-1-196-1	Перевозка бетонных и железобетонных плит и грузов расстояние 196-200 км, класс груза I	т	337,13	$\frac{111,66}{37643,94}$	-	$\frac{111,66}{27643,94}$	-	-	-

Продолжение локальной сметы №2-1										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Раздел 7. ТРАНСПОРТ СТРОИТЕЛЬНОЙ ТЕХНИКИ										
88	СЦПЗ-5-5	Перевозка на трейлере г\п-60т трубоукладчиков, бульдозеров и т.д. для выполнения работ и возвращение их по окончании работ	км	8060	$\frac{3,77}{30386,2}$	-	$\frac{3,77}{30386,2}$	-	-	-
89	СЦПЗ-5-6	Надбавка за каждую дополнительную 1т грузоподъемности добавлять	км	8060	$\frac{12,72}{102523,2}$	-	$\frac{12,72}{102523,2}$	-	-	-
90	СЦПЗ-5-5	Плата за пробег крана автомобильного г\п\14т (1шт) для выполнения работ и возвращение их по окончании работ	км	620	$\frac{3,77}{2337,4}$	-	$\frac{3,77}{2337,4}$	-	-	-
91	СЦПЗ-5-6	Надбавка за каждую дополнительную 1т грузоподъемности добавлять	км	620	$\frac{1,68}{1041,6}$	-	$\frac{1,68}{1041,6}$	-	-	-
92	СЦПЗ-5-5	Плата за пробег автомобилей-самосвалов г\п\20т (5шт) для выполнения работ и возвращение их по окончании работ	км	3100	$\frac{3,77}{11687}$	-	$\frac{3,77}{11687}$	-	-	-
93	СЦПЗ-5-6	Надбавка за каждую дополнительную 1т грузоподъемности добавлять	км	3100	$\frac{3,12}{9672}$	-	$\frac{3,12}{9672}$	-	-	-
94	СЦПЗ-5-5	Плата за пробег топливозаправщика г\п 5т для выполнения работ и возвращение их по окончании работ	км	620	$\frac{3,77}{2337,4}$	-	$\frac{3,77}{2337,4}$	-	-	-
95	СЦПЗ-5-5	Плата за пробег автомобиля бортового с прицепом г\п 6т (3шт) для выполнения работ (5шт)	км	1860	$\frac{3,77}{7012,2}$	-	$\frac{3,77}{7012,2}$	-	-	-
Итого прямые затраты по разделу в ценах 2001г.					166997		166997			
					Итого по смете					
Итого прямые затраты					6747054,82	283431,75	2747521	164791,7	39806,1	29177,4
ФОТ					515456,967					
Накладные расходы					618548,36					
Сметная прибыль					262883,05					
ВСЕГО ПО СМЕТЕ в ценах 2001г.					8143943,197					
Итого в ценах 2008г.					39090927,35					

Продолжение локальной сметы №2-2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
7	ТЕР27-12-010-02	Устройство дорог из сборных железобетонных плит площадью более 3м2 (18 шт)	100м3	0,3456	<u>2113,77</u> 730,52	<u>543,04</u> 187,67	<u>1374,37</u> 474,98	<u>182,16</u> 62,95	<u>51,23</u> 17,71	<u>11,13</u> 3,85
8	СЦМ-446-7000-1000	Плиты покрытий аэродромов из бетона класса В25 с расходом стали 83 кг\м3 ГОСТ 25912.0-91 (18 шт)	м3	34,56	<u>1586,8</u> 54839,81	-	-	-	-	-
9	ТЕР27-12-010-04	Разборка дорог из сборных железобетонных плит площадью более 3м2	100 м3	0,3456	<u>2137,39</u> 738,68	<u>398,29</u> 137,65	<u>1739,1</u> 601,03	<u>181,61</u> 62,76	<u>38,26</u> 13,22	<u>16,36</u> 5,65
10	ТЕР07-01-001-03	Укладка блоков ФБС	100 шт	0,05	<u>12153,05</u> 607,65	<u>1541,88</u> 77,09	<u>5198,03</u> 259,9	<u>695,9</u> 34,8	<u>134,31</u> 6,72	<u>53,84</u> 2,69
11	СЦМ-403-0001-3	ФБС 24.5.6-т	шт	5	<u>348,91</u> 1744,55	-	-	-	-	-
12	ТЕР07-01-001-03	Демонтаж блоков ФБС	100 шт	0,05	<u>5391,93</u> 269,6	<u>1233,5</u> 61,68	<u>4158,42</u> 207,92	<u>556,72</u> 27,84	<u>107,448</u> 5,37	<u>43,072</u> 2,15
13	ТЕР06-01-001-20	Заливка патрубка бетоном	100 м3	0,016	<u>51299,78</u> 820,8	<u>3685,28</u> 58,96	<u>3217,38</u> 51,48	<u>357,49</u> 5,72	<u>337,48</u> 5,4	<u>22,61</u> 0,36
14	ТЕР46-04-001-02	Разборка фундаментов бетонных	1 м3	1,6	<u>446,76</u> 714,82	<u>107,41</u> 171,86	<u>339,35</u> 542,96	<u>34,56</u> 55,3	<u>9,59</u> 15,34	<u>2,84</u> 4,54
15	ПГ-47-4	Монтаж стальных днищ для давления до 10 Мпа (100кгс\м2), диам. трубопровода 700-800 мм	т	0,2424	<u>27117,32</u> 6573,24	<u>1556,64</u> 377,33	<u>11086,88</u> 2687,46	<u>1827,36</u> 442,95	<u>2115</u> 512,68	<u>2357,2944</u> 571,41
16	ПГ-47-4	Демонтаж стальных днищ для давления до 10 Мпа (100кгс\м2), диам. трубопровода 700-800 мм	т	0,2424	<u>7586,11</u> 1838,87	<u>933,98</u> 226,4	<u>6652,13</u> 1612,47	<u>1096,42</u> 265,77	<u>1269</u> 307,61	<u>1414,3766</u> 342,84
17	ТЕР25-05-020-03	Контроль импульсными рентгеновскими аппаратами на трассе качества сварных соединений труб Ду 150 мм	1 стык	32	<u>93,1</u> 2979,2	<u>5,96</u> 190,72	<u>81,15</u> 2596,8	<u>5,06</u> 161,92	<u>0,49</u> 15,68	<u>0,39</u> 12,48
18	ТЕР25-05-030-03	Дополнительные затраты на обработку пленок и расшифровку результатов контроля качества сварных стыков трубопроводов условным диаметром 150 мм	1 стык	32	<u>31,59</u> 1010,88	<u>4,1</u> 131,2	<u>26,55</u> 849,6		<u>0,27</u> 8,64	
19	ТЕР25-12-012-02	Гидравлическое испытание при давлении до 9,4 МПа трубопроводов Ду 150 мм	1 км	0,25	<u>1399,07</u> 349,77	<u>149,93</u> 37,48	<u>1174,97</u> 293,74	<u>71,63</u> 17,91	<u>12,61</u> 3,15	<u>8,71</u> 2,18

Продолжение локальной сметы №2-2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
29	ТЕРм12-12-002-04	Демонтаж крана шарового с ручным приводом или без привода водопроводная на условное давление до 10 МПа. Диаметр условного прохода 150мм	шт	2	<u>25,92</u> 51,84	<u>25,56</u> 51,11	<u>0,36</u> 0,73		<u>2,1</u> 4,2	<u>0,005</u> 0,01
30	ТЕРм12-12-002-12	Демонтаж крана шарового с ручным приводом или без привода водопроводная на условное давление до 10 МПа. Диаметр условного прохода 150мм	шт	3	<u>267,38</u> 802,13	<u>76,06</u> 228,2	<u>191,31</u> 573,93	<u>22,29</u> 66,87	<u>6,25</u> 18,75	<u>1,425</u> 4,28
31	ТЕРм11-02-022-06	Манометр, устанавливаемый на фланцевых соединениях, диаметр условного прохода 120 мм	шт	1	<u>141,2</u> 141,2	<u>68,35</u> 68,35	<u>22,6</u> 22,6		<u>6,18</u> 6,18	<u>0,31</u> 0,31
32	Пл Газкомплект	Стоимость манометра 111.10.-160	шт	1	<u>1120</u> 1120					
33	ТЕРм11-02-022-06	Демонтаж манометра, устанавливаемого на фланцевых соединениях, диаметр условного прохода до 120мм	шт	1	<u>45,48</u> 45,48	<u>34,18</u> 34,18	<u>11,3</u> 11,3		<u>3,09</u> 3,09	<u>0,31</u> 0,31
34	ТЕРм12-07-002-02	Трубные проводки из бесшовных труб на условное давление до 10 МПа. Проводка трубная на соединениях разъемных, диаметр труб наружный 22мм	1000 м	0,25	<u>12025,84</u> 3006,46	<u>4721,96</u> 1180,49	<u>6823,94</u> 1705,99	<u>1706,22</u> 426,56	<u>388</u> 97	<u>128,74</u> 32,19
35	103-9011-059 сб.6 стр.116	Трубы бесшовные д-14*2мм	м	250	<u>13,01</u> 3252,5					
36	ТЕРм12-07-002-02	Трубные проводки из бесшовных труб на условное сопротивление до 10МПа. Проводка трубная на соединениях разъемных, диаметр труб наружный, мм 14-демонтаж	1000м	0,25	<u>5772,95</u> 1443,24	<u>2360,98</u> 590,25	<u>3411,97</u> 852,99	<u>853,11</u> 213,28	<u>194</u> 48,5	<u>64,37</u> 16,09
Итого прямые затраты по разделу в ценах 2001г.					71504,18	2711,19	4316,86	840,45	223,62	61,61
Раздел 3. Транспортные расходы.										
37	СЦПЗ-2-196-1	Перевозка строительных грузов труб, расстояние 196-200км, класс груза I	т	6,59	<u>170,38</u> 1122,83		<u>170,38</u> 1122,83			