

ПЕРВОЕ ВЫСШЕЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УЧЕБНОЕ ЗАВЕДЕНИЕ РОССИИ



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель программы
аспирантуры
профессор А.М. Щипачёв

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ
ДИАГНОСТИКА И РЕМОНТ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ, БАЗ И ХРАНИЛИЩ

Подготовка научных и научно-педагогических кадров в аспирантуре

Область науки:	2. Технические науки
Группа научных специальностей:	2.8. Недропользование и горные науки
Научная специальность:	2.8.5. Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ
Отрасли науки:	Технические
Форма освоения программы аспирантуры:	Очная
Срок освоения программы аспирантуры:	4 года
Составитель:	к.т.н. Палаев А. Г.

Санкт-Петербург

ВВЕДЕНИЕ

Диагностика состояния и прогнозирование работоспособности машин, оборудования, конструкций и сооружений, являясь одной из составляющих общей проблемы надежности, связана с решением таких задач, как предотвращение аварий, оптимизация производственных и ремонтных технологий, обоснование необходимости проведения поддерживающих работоспособность профилактических мероприятий, обеспечение экологически чистых и безопасных условий труда рабочих. В технике используются новые конструкционные материалы, работают и вводятся вновь в эксплуатацию крупномасштабные конструкции, глубокие подземные сооружения, непредвиденное разрушение которых может привести к большим человеческим жертвам и тяжелым экологическим последствиям. Из-за недостатков в качестве выпускаемой продукции развитые страны ежегодно теряют до 10% своего национального дохода. Потери только от дефектов, приводящих к усталости материала, в США составляют более 100 млрд долларов в год, от коррозии — 200 млрд долларов в год. Убытки от недостаточно высокого качества машин и сооружений в нашей стране значительно выше, и их существенное сокращение возможно на основе внедрения средств диагностики и контроля, затраты на которые, по подсчетам специалистов, должны составлять не менее 30% от стоимости диагностируемого объекта. В области же атомной энергетики, аэрокосмической техники, транспорта ещё выше.

Диагностика машин, оборудования и строительства в США, например, иногда превосходит стоимость самих сооружений. На территории России насчитывается около 100 000 опасных производств и объектов, из которых около 1500 ядерных, 3000 химических и биологических объектов особой опасности. Средний период чрезвычайных ситуаций составляет 10...15 лет для аварий и катастроф с ущербом до 2 млрд долларов, 15...45 дней — с ущербом до 100 млн. долларов США. Потери от техногенных аварий, катастроф (взрывы, пожары, разрушения, выбросы радиоактивных и отравляющих веществ, крушения и т. п.) и природных катаклизмов (землетрясения, обвалы, ураганы, сели, оползни, наводнения и др.) с каждым годом возрастают на 10... 30%. В нефтяной и газовой промышленности стран СНГ эксплуатируется 206 тыс. км магистральных газопроводов, 65 тыс. км магистральных нефтепроводов, более 6 тыс. км продуктопроводов и более 300 тыс. км промысловых трубопроводов различного назначения. Треть магистральных трубопроводов имеет возраст более 15 лет. В год на газо и нефтепроводах происходит более 100 аварий, и наблюдается тенденция к их росту.

Трубопроводный транспорт нефти и газа — одно из важнейших звеньев энергетической отрасли России и мировой энергетики в целом. Экспорт углеводородов ежегодно приносит нашей стране солидную долю государственного бюджета и обеспечивает энергетическую безопасность европейских стран. Ни для кого не является секретом, что экономика России сильно зависима от доходов от реализации углеводородов, и в ближайшем будущем экономический рост нашей страны будет зависеть от них. Это и позволяет провести прямую зависимость между безопасностью трубопроводной транспортировки и экономической стабильностью.

1. Оценка технического состояния вертикальных стальных резервуаров

1.1 Расчет остаточного ресурса при малоцикловом нагружении по критерию образования трещины

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.

Вертикальные стальные цилиндрические резервуары являются наиболее распространенным типом резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов. В процессе эксплуатации они подвергаются комплексу внешних воздействий; статических, малоцикловых, снеговых и ветровых нагрузок, температур и агрессивных рабочих сред.

Наибольшее распространение получили наземные вертикальные цилиндрические резервуары, которые в зависимости от их назначения или условий эксплуатации можно разделить на следующие типы:

- резервуары низкого давления;
- резервуары без давления;
- резервуары повышенного давления;
- резервуары высокого давления.

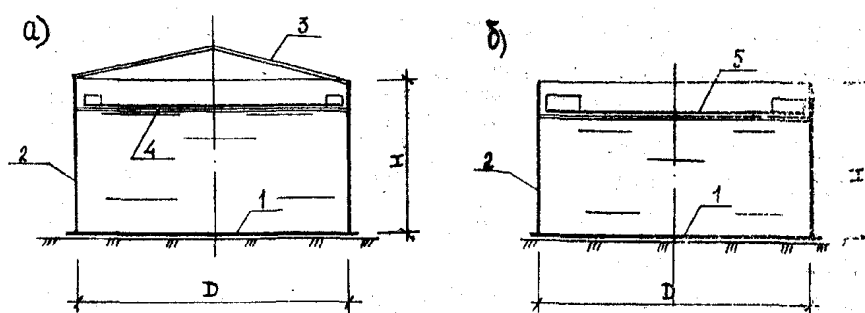


Рисунок 1 – Вертикальный стальной резервуар без давления

а) с понтоном; б) с плавающей крышей;

1 – днище; 2 – цилиндрический корпус; 3 – стационарное покрытие;
4 – понтон; 5 – плавающая крыша.

Вертикальные стальные цилиндрические резервуары различаются между собой в основном конструкцией покрытия и объемом.

По объему типовые резервуары регламентируются нормальным рядом. Таким образом, типовые цилиндрические резервуары могут иметь объем 100; 200; 300; 400; 500; 700; 1000; 2000; 3000; 5000; 10000; 20000; 30000 и 50000м³.

Кроме того, по исполнению различают следующие типы резервуаров:

1. Резервуары со стационарной крышей.
2. Резервуары с понтоном и стационарной крышей.
3. Резервуары с плавающей крышей.

При диагностировании резервуаров выполняются следующие работы:

- измерение отклонений образующих от вертикали, местных деформаций стенки и горизонтальность выступа окрайки и основания под ней;

- проверка состояния отмостки;
- визуальный осмотр стенки, кровли и днища с внутренней стороны;
- визуальный осмотр понтона (при его наличии);
- измерение толщины стенки, днища, кровли и понтона;
- контроль сварных соединений физическими методами;
- механические испытания, металлографические исследования и химический анализ металла (в необходимых случаях);
- зондирование днища и основания резервуара с целью выявления утечки;
- решить вопрос о необходимости и целесообразности обследования резервуара методом инфракрасной спектроскопии и выполнить такое обследование;
- обработать полученные результаты измерений толщины стенки всех элементов резервуара (стенка, кровля, днище, понтон, плавающая крыша), определить остаточный срок службы для них по коррозионному износу;
- определить расчетом допустимую толщину листов для различных поясов, окрайки, днища и кровли и полученные результаты сравнить с данными измерений; если окажется, что фактическая толщина листов меньше допустимой, принять одно из возможных решений:
 - первое - резервуар остановить на ремонт;
 - второе - резервуар эксплуатировать при пониженной эксплуатационной нагрузке, для чего выполнить расчет допустимой высоты заполнения резервуара;
- выполнить расчет остаточного ресурса резервуара по критериям малоциклового усталости и трещиностойкости металла;
- выполнить расчеты и проверить функциональные параметры резервуара;
- составить заключение о техническом состоянии и показателях назначения резервуара на предстоящий период эксплуатации.

1.2 Расчет стенки резервуара на прочность

Поверочный расчет стенки резервуара на прочность производится с учетом требований СНиП II-23-81.

$$\delta = \frac{[n_1 \rho (H - x) + n_2 P_u] r}{100 \bar{\delta}} \leq \gamma_c R_y^*,$$

где σ - напряжение в расчетном поясе резервуара, МПа;

n_1 - коэффициент перегрузки для гидростатического давления $n_1 = 1,0$;

ρ - плотность нефтепродукта, принимается наибольшее значение плотности продукта, хранимого в данном резервуаре, кг/м³;

H - высота разлива нефтепродукта, м;

x - расстояние от днища резервуара до расчетного уровня, м;

n_2 - коэффициент перегрузки для избыточного давления и вакуума, $n_2 = 1,2$;

P_u - нормативная величина избыточного давления в пространстве под кровлей резервуара, $P_u = 0,2$ кПа;

r - радиус резервуара (принять по проекту), м;

$\bar{\delta}$ - реальная толщина стенки резервуара в расчетном поясе, м;

γ_c - коэффициент условия работы, для 1-го пояса стенки $\gamma_c = 0,7$; для всех остальных поясов $\gamma_c = 0,80$;

R_y^* - расчетное сопротивление стали по пределу текучести, Мпа.

1.3 Расчет стенки резервуара на устойчивость

Проверка устойчивости производится по формуле:

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_{01}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{02}} \leq \gamma_c,$$

где σ_1 и σ_2 - соответственно расчетные осевые и кольцевые напряжения в стенке резервуара, Мпа;

σ_{01} , σ_{02} - соответственно критические осевые и кольцевые напряжения;

γ_c - коэффициент условия работ, $\gamma_c = 1$.

Расчетные осевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_1 = \frac{n_3(Q_n + Q_{CT}) + Q_{CH} \cdot n_5 + Q_{Вак} \cdot n_2}{2\pi r \delta},$$

где n_3 - коэффициент надежности по нагрузке от собственного веса, $n_3 = 1,05$;

Q_n - вес покрытия резервуара (принять по проекту), МН;

Q_{CT} - вес вышележащих поясов стенки, МН;

Q_{CH} - нормативное значение снеговой нагрузки на покрытие, МН;

$Q_{Вак}$ - нормативная нагрузка от вакуума на покрытие, МН;

n_5 - коэффициент надежности по снеговой нагрузке.

Полное нормативное значение снеговой нагрузки на покрытие определяется по формуле:

$$Q_{CH} = q \mu k_1 \pi r^2,$$

где q - нормативное значение веса снегового покрытия на 1 м^2 горизонтальной поверхности земли, МН/м²;

μ - коэффициент перехода от веса снегового покрытия на земле к снеговому покрову на покрытие;

k_1 - коэффициент, принимаемый по рекомендациям СНиП 2.01.07-85.

Вес вышележащих поясов стенки резервуара определяют по формуле:

$$Q_{CH} = \sum_{i=1}^b 2\pi h_i \gamma_{CT} \bar{\delta},$$

где b - номер (значение номера) последнего пояса, отсчет поясов начинать снизу;

h_i - высота i -го пояса стенки резервуара, при соединении листов встык принять равной 1,5 м;

$\gamma_{ст}$ - удельный вес стали, МН/м³.

Нормативная нагрузка от вакуума на покрытие:

$$Q_{\text{вак}} = \pi r^2 P_{\text{вак}},$$

где $P_{\text{вак}}$ - нормативное значение вакуума в газовом пространстве.

Осевые критические напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{01} = cE \frac{\bar{\delta}}{r},$$

где C - коэффициент, определяемый по таблице 1;

E - модуль упругости стали, $E = 2 \cdot 10^5$ МПа.

Таблица 1 – справочные значения коэффициента C

r/δ	600	800	1000	1500	2500
C	0,11	0,09	0,08	0,07	0,06

Расчетные кольцевые напряжения в стенке резервуара определяют по формуле:

$$\sigma_{\Gamma} = \frac{P_{\text{в}} n_{\text{в}} + P_{\text{вак}} n_2}{\bar{\delta}}$$

где $P_{\text{в}}$ - нормативное значение ветровой нагрузки на резервуар, МПа;

$n_{\text{в}}$ - коэффициент надежности ветровой нагрузки, $n_{\text{в}} = 0,5$;

$\bar{\delta}$ - средняя арифметическая толщина стенки резервуара

$$\bar{\delta} = \sum_1^b \frac{\delta_i}{b},$$

где δ - реальная толщина i -го пояса стенки, см.

Нормативное значение ветровой нагрузки определяется по формуле:

$$P_{\text{в}} = \omega_0 K_2 C_0,$$

где C_0 - аэродинамический коэффициент;

ω_0 - нормативное значение ветрового давления, МПа;

K_2 - коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте.

Критические кольцевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{02} = 0,55E \frac{r}{h_0} \left(\frac{\bar{\delta}}{r} \right)^{1,5},$$

где h_0 - высота резервуара, м.

1.4 Прогнозирование остаточного ресурса резервуара

Вертикальные стальные резервуары работают в условиях статического и малоциклового нагружения. Поэтому при их диагностировании необходим расчет

остаточного ресурса как при статическом нагружении с учетом коррозии металла, как при малоцикловом нагружении.

Остаточный ресурс стенки резервуара при малоцикловом нагружении можно определить на основе механики малоциклового разрушения.

Остаточный ресурс стенки резервуара определяют как сумму циклов по двум стадиям циклического разрушения:

$$N_C = N_0 + N_P, \quad (1)$$

где N_0 – число циклов до образования макротрещин;

N_P – число циклов до образования лавинообразной трещины.

Число циклов до образования макротрещин без учета коррозии можно определить по формуле:

$$N_0 = \min \left\{ \frac{1}{4} \cdot \left(\frac{1,28 \cdot E \cdot \ln \frac{1}{1-\psi}}{1,28 \cdot n_\sigma \cdot \sigma_a^* \cdot \frac{1}{\varphi_c} - \sigma_{-1}} \right)^2; \frac{1}{4 \cdot n_N} \cdot \left(\frac{1,28 \cdot E \cdot \ln \frac{1}{1-\psi}}{1,28 \cdot \sigma_a^* \cdot \frac{1}{\varphi_c} - \sigma_{-1}} \right)^2 \right\} \quad (2)$$

где E – модуль упругости;

ψ – относительное сужение, определяемое экспериментальным путем или по справочным данным;

n_σ – коэффициент запаса по напряжениям, $n_\sigma = 2$;

σ_a^* – амплитуда условных напряжений в расчетной точке стенки резервуара, МПа;

σ_{-1} – предел выносливости для стали, МПа;

φ_c – коэффициент, учитывающий снижение характеристик в результате сварки, для малоуглеродистой стали: при ручной дуговой сварке

$\varphi_c = 0,8$, при автоматической дуговой сварке $\varphi_c = 0,9$;

n_N – коэффициент запаса по долговечности, $n_N = 10$.

Амплитуду условных напряжений в расчетной точке стенки резервуара определяют следующим образом :

$$\text{Если } 2\sigma_a \leq \sigma_T, \text{ то } \sigma_a^* = \sigma_a, \quad (3)$$

где σ_T – предел текучести металла стенки, определяемый при механических испытаниях или по строительным нормам, МПа;

σ_a – амплитуда напряжений в расчетной точке стенки:

$$\sigma_a = 0,5 K_\sigma \sigma_H, \quad (4)$$

где σ_H – номинальное напряжение в стенке:

$$\sigma_H = \frac{\rho \cdot g(H_{\max} - x) \cdot r}{\delta}, \quad (5)$$

где H_{\max} – наибольший уровень нефтепродукта в резервуаре.

$$\text{Если же } 2\sigma_a > \sigma_T, \text{ то } \sigma_a = K_e \cdot \frac{\sigma_H}{2}, \quad (6)$$

где K_e – коэффициент концентрации деформации в упругопластической зоне, определяемый по зависимости Нейбера :

$$K_\sigma \cdot K_e = \alpha_0^2, \quad (7)$$

где α_0 – теоретический коэффициент концентрации напряжений (таблица 2) ;

K_σ – коэффициент концентрации напряжений в упругопластической зоне, определяется по формуле:

$$K_\sigma = \frac{\sigma_T}{\sigma_H}, \quad (8)$$

Таблица 2 – Значения коэффициента концентрации напряжений

Соединения	$K_\sigma = \alpha_0$
Стыковое, при обычном усилении	1.9
Стыковое, в случае пересечения его продольным швом	2.4
Прикрепление планок, ребер и других вспомогательных элементов	3.0
Нахлесточное с обваркой по контуру	3.6
Нахлесточное с фланговыми швами	5.0

Значения предела текучести σ_T и предела прочности σ_B следует принимать :

- если при испытаниях значения σ_T и σ_B соответствуют требованиям, действовавших во время строительства государственных стандартов и технических условий на сталь – по минимальному значению, указанному в этих документах;

- если при испытаниях значения σ_T и σ_B ниже предусмотренных государственными стандартами и техническими условиями на сталь, действовавшими во время строительства – по минимальному значению, полученному при испытаниях.

В формуле (2) не учитывается коррозионный износ резервуара. Остаточный ресурс стенки резервуара с учетом коррозии должен вычисляться по формуле:

$$N_{0kc} = N_0(1 - \beta_{kc}), \quad (9)$$

где N_0 – ресурс стенки без учета коррозионного воздействия по формуле (3);

β_{kc} – коэффициент влияния среды, для частот до 1.0 Гц.

$$\beta_{kc} = \lambda \lg N_0, \quad (10)$$

где λ - коэффициент коррозии (таблица 3) .

Зная остаточный ресурс резервуара, остаточный срок службы можно определять по формуле:

$$T = \frac{N_{0kc}}{n_0}, \quad (11)$$

где n_0 – годовая оборачиваемость или число полных циклов заполнения резервуара, 1/год.

Таблица 3 – Коэффициент коррозии

Коррозионная среда	λ
При осуществлении специальных мер по снижению коррозии	0.02–0.05
Без применения мер по снижению коррозионного воздействия	0.1

1.5 Расчет ресурса стенки резервуара до образования лавинообразной трещины

Рекомендуется следующий порядок расчета остаточного ресурса по числу циклов в связи с ростом трещины.

1. Выявляют неразрушающими методами контроля максимальную длину (глубину) начальной трещины L_0 и определяют значение критического коэффициента интенсивности напряжений K_{ic} экспериментально или расчетным методом.

2. Определяют критическую длину трещин $L_{кр}$ по формуле:

$$L_{кр} = \frac{2K_{ic}^2}{\pi\sigma} \quad (12)$$

3. Вычисляют размах коэффициента интенсивности напряжений по формуле:

$$\Delta K = \Delta\sigma \sqrt{0,5\pi L_{кр}} \quad (13)$$

где $\Delta\sigma = \sigma_{max} - \sigma_{min}$.

4. Экспериментально определяют значения постоянных материала A и n .

5. Остаточный ресурс стенки резервуара на стадии развития трещины определяется числом циклов, соответствующих росту трещины от начальной длины L_0 до критической $L_{кр}$ и вычисляется по формуле:

$$N_p = \frac{L_0^{(1-0,5n)} - L_{кр}^{(1-0,5n)}}{(0,5n-1) \cdot A \cdot (0,5\pi)^{0,5n} \cdot \Delta\sigma^n} \quad (14)$$

6. Остаточный срок службы резервуара определяется по формуле:

$$T = \frac{N_p}{n_0} \quad (15)$$

ВАРИАНТЫ ЗАДАНИЙ

№	Диаметр	Высота	Наличие понтона	Кол-во циклов в год
1	10,2	6,5	нет	200
2	12,8	7,5	нет	300
3	22,8	12,0	нет	400
4	10,2	12,0	нет	500
5	22,8	7,5	нет	450
6	6,5	6,5	Да	400
7	7,5	7,5	Да	350
8	10,2	10,2	Да	300
9	12,8	6,5	да	200
10	10,2	7,5	да	200

1.6 Пример расчета

Расчетом определить ресурс (число циклов нагружения) резервуара объемом 5000м^3 .

Исходные данные:

диаметр $D = 22,8$ м;

высота $H = 12$ м;

высота заполнения $H_{\text{max}} = 10,4$ м;

расчетная плотность нефтепродукта $\rho = 1000$ кг/м³;

материал СТЗ, для которой:

относительное сужение $\Psi = 0,31$;

предел выносливости $\sigma_{-1} = 100$ МПа;

предел текучести $\sigma_T = 230$ МПа;

остаточная толщина стенки - 8 мм.

1. По формуле (3.5) определим напряжение в стенке при максимальной нагрузке:

$$\sigma_H = \frac{\rho g (H_{\text{max}} - X) \cdot r}{\delta} = 1000 \cdot 9,8 (10,4 - 0) \cdot 11,4 / 0,008 = 144,4 \text{ МПа.}$$

2. Находим по формуле (3.8)

$$K_\sigma = \frac{\sigma_T}{\sigma_H} = 230 / 144,4 = 1,59.$$

3. Находим амплитуду напряжений в расчетной точке по формуле

$$\sigma_a = 0,5 K_\sigma \cdot \sigma_H = 115 \text{ МПа; } 2\sigma_a = 2 \cdot 115 = 230 = \sigma_T,$$

следовательно, $\sigma_a^o = \sigma_a = 230$ МПа.

4. По формуле (3.2) вычислим число циклов работы резервуара до образования макротрещины.

По первой формуле (3.2)

$$N_0 = \frac{1}{4} \left(\frac{1,28 \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot \ln \frac{1}{1-0,31}}{1,28 \cdot 2 \cdot 230 \cdot \frac{1}{0,8} - 100} - 1 \right)^2 = 5476.$$

По второй формуле (3.2)

$$N_0 = \frac{1}{4n_N} \left(\frac{1,28 \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot \ln \frac{1}{1-0,31}}{1,28 \cdot 230 / 0,8 - 100} - 1 \right)^2 = 3122.$$

Принимаем наименьшее из полученных результатов:

$$N_0 = 3122.$$

Остаточный ресурс стенки резервуара с учетом коррозии находим по формуле (3.9).

Предварительно вычислим

$$\beta_{kc} = \lambda \lg N_0 = 0,1 \cdot \lg 3122 = 0,349.$$

(без применения мер по снижению коррозионного воздействия $\lambda = 0,1$).

$$N_{oc} = N_0(1 - \beta_{kc}) = 3122(1 - 0,349) = 2032.$$

При частоте циклов заполнения 100 раз в год остаточный срок службы составит:

$$T = \frac{N_{oc}}{n} = \frac{2032}{300} = 6,8 \text{ года.}$$

Пример расчета ресурса стенки резервуара до образования лавинообразной трещины.

Данные для расчета принимаем из предыдущего примера.

По данным металлографических исследований стали ВСтЗпс имеем:

$$D = 4 \cdot 10^{-5} \text{ м; } f = 0,05.$$

Вычислим K_{ic} по формуле

$$K_{ic} = \left[2\sigma_T E \left(\frac{\pi}{6} \right)^{1/3} \cdot D \right]^{0,5} \cdot f^{-1/6} = \left[2 \cdot 230 \cdot 2 \cdot 10^5 \left(\frac{\pi}{6} \right)^{1/3} \cdot 4 \cdot 10^{-5} \right]^{0,5} \cdot 0,05^{-1/6} = 33,05.$$

По формуле (3.12) находим $L_{кр}$

$$L_{кр} = \frac{2 \cdot 33,05^2}{\pi \cdot 144,4^2} = 33,6 \text{ мм.}$$

Принимаем минимальный взлив 1м, тогда

$$\sigma_{\min} = \frac{1000 \cdot 9,8(1-0) \cdot 11,4}{0,008} = 13,9 \text{ МПа,}$$

$$\Delta\sigma = \sigma_{\max} - \sigma_{\min} = 144,4 - 13,9 = 130,5.$$

Принимая условно длину минимальной обнаруживаемой трещины $L_0 = 5$ мм, по формуле (3.14) находим остаточный ресурс резервуара

$$N_p = \frac{0,005^{(1-0,5 \cdot 3,86)} - 0,033^{(1-0,5 \cdot 3,86)}}{(0,5n - 1) \cdot 2,8 \cdot 10^{-10} (0,5 \cdot 3,14)^{0,5 \cdot 3,86} \cdot 130,5^{3,86}} = 1266.$$

Принимая $n = 300$, находим остаточный срок службы

$$T = 1266/300 = 4,2 \text{ года.}$$

Отчет должен содержать:

- 1) Цель работы ;
- 2) Исходные данные
- 3) результаты расчетов;
- 4) выводы.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Классификация резервуаров
2. Нагрузки, действующие на резервуары.
3. Порядок расчета резервуаров на прочность
4. Порядок расчета резервуаров и устойчивость.
5. Состав работ при диагностировании резервуаров

2. Составление программы обследования технологических трубопроводов

1. Анализ технической документации

1.1. Анализ технической документации на трубопровод проводится в целях:

- проверки наличия паспорта трубопровода и правильности его заполнения;
- установления фактических условий эксплуатации трубопровода и соответствия их паспортным данным;

- анализа результатов предшествовавших диагностированию технических освидетельствований, ранее проведенных диагностирований и ремонтно-восстановительных работ;

- уточнения фактической наработки трубопровода в часах.

1.2. Анализ в общем случае подвергается следующая техническая документация:

- паспорт трубопровода;
- схема трубопровода;
- ремонтная документация;
- эксплуатационные документы;
- предписания территориального органа Госгортехнадзора России;
- заключения по результатам предыдущих технических освидетельствований и технических диагностирований.

При анализе технической документации проверяются:

- наличие в паспорте трубопровода записи о его регистрации;

- соответствие заводской маркировки трубопровода на корпусе и на фирменной табличке паспортным данным;

- использование трубопровода по прямому назначению.

По результатам анализа технической документации уточняется программа технического диагностирования.

1.3. Особое внимание уделяется анализу сведений о повреждениях и неисправностях в работе сосуда и о причинах, приведших к ним.

2 Контроль качества сварных соединений

2.1. Контроль качества сварных соединений стальных трубопроводов включает:

а) пооперационный контроль;

б) внешний осмотр и измерения;

в) ультразвуковой или радиографический контроль;

г) капиллярный или магнитопорошковый контроль;

д) определение содержания ферритной фазы;

е) стилоскопирование;

ж) измерение твердости;

з) механические испытания;

и) контроль другими методами (металлографические исследования, испытание на стойкость против межкристаллитной коррозии и др.), предусмотренными проектом;

к) гидравлические или пневматические испытания.

Окончательный контроль качества сварных соединений, подвергающихся термообработке, должен проводиться после проведения термообработки.

2.2 Конструкция и расположение сварных соединений должны обеспечивать проведение контроля качества сварных соединений предусмотренными документацией методами.

2.3. Пооперационный контроль предусматривает:

а) проверку качества и соответствия труб и сварочных материалов требованиям стандартов и технических условий на изготовление и поставку;

б) проверку качества подготовки концов труб и деталей трубопроводов под сварку и качества сборки стыков (угол скоса кромок, совпадение кромок, зазор в стыке перед сваркой, правильность центровки труб, расположение и число прихваток, отсутствие трещин в прихватках);

в) проверку температуры предварительного подогрева;

г) проверку качества и технологии сварки (режима сварки, порядка наложения швов, качества послойной зачистки шлака);

д) проверку режимов термообработки сварных соединений.

2.4. Внешнему осмотру и измерениям подлежат все сварные соединения после их очистки от шлака, окалины, брызг металла и загрязнений на ширине не менее 20 мм по обе стороны от шва.

2.5. По результатам внешнего осмотра и измерений сварные швы должны удовлетворять следующим требованиям:

а) форма и размеры шва должны быть стандартными;

б) поверхность шва должна быть мелкочешуйчатой; ноздреватость, свищи, скопления пор, прожоги, незаплавленные кратеры, наплывы в местах перехода сварного шва к основному металлу трубы не допускаются.

Допускаются отдельные поры в количестве не более 3 на 100 мм сварного шва с размерами, не превышающими указанных в табл. 1 для балла 1.

2.6. При расшифровке радиографических снимков не учитываются включения (поры) длиной 0,2 мм и менее, если они не образуют скоплений и сетки дефектов.

Число отдельных включений (пор), длина которых меньше указанной в таблице, не должно превышать: 10 - для балла 1, 12 - для балла 2, 15 - для балла 3 на любом участке снимка длиной 100 мм, при этом их суммарная длина не должна быть больше, чем указано в таблице.

Для сварных соединений протяженностью менее 100 мм нормы, приведенные в таблице, по суммарной длине включений (пор), а также по числу отдельных включений (пор) следует пропорционально уменьшать.

Оценку участков сварных соединений трубопроводов P_u свыше 10 МПа (100 кгс/см²), в которых обнаружены скопления включений (пор), следует увеличить на один балл.

Оценку участков сварных соединений трубопроводов всех категорий, в которых обнаружены цепочки включений (пор), следует увеличить на один балл.

Таблица 1 - Оценка качества сварных соединений трубопроводов по результатам радиографического контроля в зависимости от размеров объемных дефектов (включений, пор)

Оценка в баллах	Толщина стенки, мм	Включения (поры)		Скопления, длина, мм	Суммарная длина на любом участке шва длиной 100 мм
		ширина (диаметр), мм	длина, мм		
1	До 3	0,5	1,0	2,0	3,0
	Свыше 3 до 5	0,6	1,2	2,5	4,0
	Свыше 5 до 8	0,8	1,5	3,0	5,0
	Свыше 8 до 11	1,0	2,0	4,0	6,0
	Свыше 11 до 14	1,2	2,5	5,0	8,0
	Свыше 14 до 20	1,5	3,0	6,0	10,0
	Свыше 20 до 26	2,0	4,0	8,0	12,0
	Свыше 26 до 34	2,5	5,0	10,0	15,0
2	До 3	0,6	2,0	3,0	6,0
	Свыше 3 до 5	0,8	2,5	4,0	8,0
	Свыше 5 до 8	1,0	3,0	5,0	10,0
	Свыше 8 до 11	1,2	3,5	6,0	12,0
	Свыше 11 до 14	1,5	5,0	8,0	15,0
	Свыше 14 до 20	2,0	6,0	10,0	20,0
	Свыше 20 до 26	2,5	8,0	12,0	25,0
	Свыше 26 до 34	2,5	8,0	12,0	30,0
	Свыше 34 до 45	3,0	10,0	15,0	30,0
	Свыше 45	3,5	12,0	15,0	40,0
	До 3	0,8	3,0	5,0	8,0

	Свыше 3 до 5	1,0	4,0	6,0	10,0
3	Свыше 5 до 8	1,2	5,0	7,0	12,0
	Свыше 8 до 11	1,5	6,0	9,0	15,0
	Свыше 11 до 14	2,0	8,0	12,0	20,0
	Свыше 14 до 20	2,5	10,0	15,0	25,0
	Свыше 20 до 26	3,0	12,0	20,0	30,0
	Свыше 26 до 34	3,5	12,0	20,0	35,0
	Свыше 34 до 45	4,0	15,0	25,0	40,0
	Свыше 45	4,5	15,0	30,0	45,0
	Независимо от толщины	Включения (поры), скопления, размер или суммарная протяженность которых превышают установленные для балла 3 настоящей таблицы			

Переход от наплавленного металла к основному должен быть плавным. Подрезы в местах перехода от шва к основному металлу допускаются по глубине не более 10% толщины стенки трубы, но не более 0,5 мм. При этом общая протяженность подреза на одном сварном соединении не должна превышать 30% длины шва.

В сварных соединениях трубопроводов на R_u свыше 10 МПа (100 кгс/см²), а также в трубопроводах I категории, работающих при температуре ниже минус 70 °С, подрезы не допускаются. Трещины в шве, в зоне термического влияния и в основном металле не допускаются.

2.7. Дефекты сварных соединений подлежат устранению в установленном порядке.

2.8. Контроль качества сварных соединений неразрушающими методами следует проводить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией.

2.9. К контролю сварных соединений физическими методами следует допускать дефектоскопистов, имеющих соответствующее квалификационное удостоверение на проведение контроля.

Каждый дефектоскопист может быть допущен к тем методам контроля, которые указаны в его удостоверении. Дефектоскописты подлежат аттестации в соответствии с нормативно-технической документацией по промышленной безопасности.

2.10. Неразрушающему контролю подвергают наихудшие по результатам внешнего осмотра сварные швы по всему периметру трубы. Число контролируемых сварных швов определяется техническими условиями на объект, но во всех случаях должно быть не ниже приведенных в таблице 2.

2.11. Контроль сварных соединений радиографическим или ультразвуковым методом следует производить после устранения дефектов, выявленных внешним осмотром и измерениями, а для трубопроводов, рассчитанных на R_u свыше 10 МПа (100 кгс/см²), и для трубопроводов I категории, работающих при температуре ниже минус 70 °С, после

контроля на выявление выходящих на поверхность дефектов магнитопорошковым или капиллярным методом.

Таблица 2 - Объем контроля сварных соединений ультразвуковым или радиографическим методом в % от общего числа сваренных каждым сварщиком (но не менее одного) соединений

Условия изготовления стыков	Категория трубопроводов					
	Р _у > 10 МПа и I категории при температуре ниже -70 °С	I	II	III	IV	V
При изготовлении и монтаже на предприятии нового трубопровода, а также при ремонте	100	20	10	2	1	-
При сварке разнородных сталей	100	100	100	100	100	10
При сварке трубопроводов, входящих в блоки I категории взрывоопасности	100	100	10	2	1	-

2.12. Метод контроля (ультразвуковой, радиографический или оба метода в сочетании) выбирают исходя из возможности обеспечения более полного и точного выявления недопустимых дефектов с учетом особенностей физических

свойств металла, а также освоенности данного метода контроля для конкретного объекта и вида сварных соединений.

2.13. Перед контролем сварные соединения должны быть замаркированы так, чтобы их положение было легко обнаружить на картах контроля, радиографических снимках и обеспечить привязку результатов контроля к соответствующему участку сварного шва.

2.14. При радиографическом контроле следует обеспечить чувствительность для трубопроводов на Р_у свыше 10 МПа (100 кгс/см²), категорий I и II на уровне класса 2, для трубопроводов категорий III, IV и V - на уровне класса 3.

2.15. Оценку качества сварных соединений по результатам радиографического контроля следует проводить по балльной системе.

Суммарный балл качества сварного соединения определяется сложением наибольших баллов, полученных при отдельной оценке качества соединений по плоскостным (трещины, несплавления, непровары) и объемным (поры, шлаковые включения) дефектам согласно таблице 1 и 3.

Таблица 3 - Оценка качества сварных соединений трубопроводов по результатам радиографического контроля в зависимости от величины и протяженности плоских дефектов (непровары по оси шва, несплавления и др.)

Оценка в баллах	Непровары по оси шва, несплавления, трещины, вогнутость и выпуклость металла в корне шва	
	Глубина, % к номинальной толщине стенки	Допустимая суммарная длина по периметру трубы
0	Непровар отсутствует	-
	Вогнутость корня шва до 10%, но не более 1,5 мм	До 1/8 периметра
	Выпуклость корневого шва до 10%, но не более 3 мм	До 1/8 периметра
1	Непровар по оси шва до 10%, но не более 2 мм	До 1/4 периметра
	или до 5%, но не более 1 мм	До 1/2 периметра
2	Непровар по оси шва до 20%, но не более 3 мм	До 1/4 периметра
	или до 10%, но не более 2 мм	До 1/2 периметра
	или до 5%, но не более 1 мм	Не ограничивается
	Непровары по оси шва более 20% и более 3 мм	Независимо от длины
	Трещины любой глубины	Независимо от длины
6	Несплавления между основным металлом и швом и между отдельными валиками шва	Независимо от длины

Величина вогнутости корня шва и выпуклости корневого шва для трубопроводов I - IV категорий, за исключением трубопроводов I категории, работающих при температуре ниже минус 70 °С, не регламентируется.

Сварным соединениям с конструктивным непроваром присваивается балл 0. При расшифровке снимков определяют вид дефектов и их размеры по стандарту или НТД.

В заключении или журнале радиографического контроля следует указать балл сварного соединения, определенный по таблице 3, наибольший балл участка сварного соединения, определенный по таблице 1, а также суммарный балл качества сварного соединения (например: 0/2 = 2 или 6/6 = 12).

Сварные соединения признаются негодными, если суммарный балл равен или больше значений, указанных ниже:

Категория трубопровода	$R_y > 10$ МПа (100 кгс/см ²)	I категории, при температуре ниже минус 70 °С	I	II	III	IV	V
Суммарный балл	2	2	3	3	5	6	6

Сварные соединения, оцененные указанным или большим баллом, подлежат исправлению и повторному контролю. Сварные соединения трубопроводов III и IV категорий, оцененные соответственно суммарным баллом 4 и 5, исправлению не подлежат, но необходимо подвергнуть дополнительному контролю удвоенное от первоначального объема количество стыков, выполненных данным сварщиком.

Если при дополнительном контроле для трубопроводов III и IV категорий хотя бы один стык будет оценен соответственно баллом 4 и 5, контролю подвергают 100% стыков, выполненных данным сварщиком.

2.16. Сварные соединения трубопроводов на P_u свыше 10 МПа (100 кгс/см²) и трубопроводов I категории, работающих при температуре ниже минус 70 °С, по результатам ультразвукового контроля считаются годными, если:

а) отсутствуют протяженные дефекты;

б) отсутствуют непротяженные (точечные) дефекты эквивалентной площадью более:

- 1,6 мм² при толщине стенки трубы до 10 мм включительно;

- 2,0 мм² при толщине стенки трубы до 20 мм включительно;

- 3,0 мм² при толщине стенки трубы свыше 20 мм;

в) количество непротяженных дефектов не более двух на каждые 100 мм шва по наружному периметру эквивалентной площадью:

- 1,6 мм² при толщине стенки трубы до 10 мм включительно;

- 2,0 мм² при толщине стенки трубы до 20 мм включительно;

- 3,0 мм² при толщине стенки трубы свыше 20 мм.

Оценка качества сварных соединений трубопроводов I - IV категорий (за исключением трубопроводов I категории, работающих при температуре ниже минус 70 °С) по результатам ультразвукового контроля должна соответствовать требованиям таблицы 4.

Таблица 4 - Нормы допустимых дефектов в сварных швах трубопроводов $P_u \leq 10$ МПа (100 кгс/см²), выявленных при ультразвуковом контроле

Номинальная толщина стенки, Н, мм	Эквивалентная площадь (размеры) отдельных дефектов			Условная протяженность цепочки точечных дефектов на участке сварного шва длиной 10 Н
	Наименьшая фиксируемая, дБ	По отверстию с плоским дном, мм	По зарубке, м ^х мм	
8 - 10	На 6 дБ ниже эхосигнала от максимально допустимых эквивалентных дефектов	1,6	1,0 х 2,0	1,5 Н
12 - 18		2,0	2,0 х 2,0	1,5 Н
20 - 24		3,0	3,0 х 2,0	1,5 Н

Точечные дефекты считаются недопустимыми, если амплитуда эхосигналов от них превышает амплитуду эхосигнала от искусственного отражателя, размеры которого определяются максимально допустимой эквивалентной площадью.

Протяженные дефекты считаются недопустимыми, если амплитуда сигналов от них превышает 0,5 амплитуды эхосигналов от искусственного отражателя. Условная протяженность цепочки точечных дефектов измеряется в том случае, если амплитуда эхосигнала от них составляет 0,5 и более амплитуды эхосигнала от искусственного отражателя, размеры которого определяются максимально допустимой эквивалентной площадью.

2.17. Сварные соединения трубопроводов с P_u до 10 МПа (100 кгс/см²) по результатам контроля капиллярным (цветным) методом считаются годными, если:

- а) индикаторные следы дефектов отсутствуют;
- б) все зафиксированные индикаторные следы являются одиночными и округлыми;
- в) наибольший размер каждого индикаторного следа не превышает трехкратных значений норм для ширины (диаметра);
- г) суммарная длина всех индикаторных следов на любом участке шва длиной 100 мм не превышает допустимой суммарной длины.

Округлые индикаторные следы с максимальным размером до 0,5 мм включительно не учитываются независимо от толщины контролируемого металла.

Сварные соединения трубопроводов с R_u свыше 10 МПа (100 кгс/см²) и трубопроводов I категории, работающих при температуре ниже минус 70 °С, считаются годными, если индикаторные следы дефектов отсутствуют. При этом чувствительность контроля должна соответствовать 2 классу.

2.18. Сварные соединения по результатам магнитопорошкового или магнитографического контроля считаются годными, если отсутствуют протяженные дефекты.

2.19. Определение содержания ферритной фазы следует производить в сварных соединениях трубопроводов из аустенитных сталей, рассчитанных на R_u свыше 10 МПа (100 кгс/см²), в объеме 100% на сборочных единицах, предназначенных для работы при температуре свыше 350 °С, а в остальных случаях по требованию проекта.

2.20. Стилоскопированию на наличие основных легирующих элементов подлежат сварные соединения легированных сталей трубопроводов с R_u до 10 МПа (100 кгс/см²) в следующих случаях:

- выборочно, но не менее двух соединений, выполненных одним сварщиком одной партией сварочных материалов;
- если соответствие использованных сварочных материалов назначенным вызывает сомнение;
- если после термической обработки твердость сварного соединения не соответствует установленным требованиям.

Сварные соединения трубопроводов из легированных сталей с R_u свыше 10 МПа (100 кгс/см²) подлежат стилоскопированию в объеме 100%.

Результаты стилоскопирования считаются удовлетворительными, если при контроле подтверждено наличие (отсутствие) и содержание соответствующих химических элементов в наплавленном или основном металле. При неудовлетворительных результатах стилоскопирования хотя бы одного сварного соединения в случае выборочного контроля стилоскопированию подлежат все сварные швы, выполненные с использованием той же партии сварочных материалов сварщиком, выполнившим данное сварное соединение.

2.21. Измерение твердости проводится для сварных соединений трубопроводов, изготовленных из хромокремнемарганцовистых, хромомолибденовых, хромомолибденованадиевых, хромованадиевольфрамовых и хромомолибденованадиевольфрамовых сталей.

Измерение твердости необходимо производить на каждом термообработанном сварном соединении по центру шва, в зоне термического влияния, по основному металлу. Результаты измерения твердости должны соответствовать требованиям нормативно-технической документации. При отсутствии таких требований значения твердости не

должны превышать указанных в таблице 5; при твердости, превышающей допустимую, сварные соединения следует подвергнуть стилокопированию и при положительных его результатах - повторной термообработке. На сварных соединениях наружным диаметром менее 50 мм замер твердости не производится. При этом твердость следует замерять на контрольных сварных соединениях и заносить в паспорт трубопровода.

2.22. При выявлении методами неразрушающего контроля дефектных сварных соединений контролю подвергается удвоенное от первоначального объема количество сварных соединений на данном участке трубопровода, выполненных одним сварщиком.

Если при дополнительном контроле хотя бы одно сварное соединение будет признано негодным, контролю следует подвергать 100% сварных соединений, выполненных на данном участке трубопровода.

Таблица 5 - Оценка качества сварных соединений по твердости

Марка стали	Допустимая твердость металла шва и зоны термического влияния, НВ, не более
14ХГС	230
15ХМ, 12Х1МФ, 15Х1М1Ф, 15Х2М1, 15Х5М, 15Х5МУ, 15Х5ВФ	240
30ХМА, 20Х2МА, 22Х3М, 18Х3МВ	270
20Х3МВФ	300

2.23. Дефекты, обнаруженные в процессе контроля, должны быть устранены с последующим контролем исправленных участков.

Исправлению подлежат все дефектные участки сварного соединения, выявленные при внешнем осмотре и измерениях, контроле неразрушающими

физическими методами. В стыках, забракованных по результатам радиографического контроля, исправлению подлежат участки шва, оцененные наибольшим баллом. В случае, если стык забракован по сумме одинаковых баллов, исправлению подлежат участки с непроваром.

Исправлению путем местной выборки и последующей подварки (без повторной сварки всего соединения) подлежат участки сварного шва, если размеры выборки после удаления дефектного участка шва не превышают значений, указанных в таблице 6.

Сварное соединение, в котором для исправления дефектного участка требуется произвести выборку размером более допустимого по таблице 6, следует полностью удалить, а на его место варить "катушку".

2.24. Механические свойства стыковых сварных соединений трубопроводов должны подтверждаться результатами механических испытаний контрольных сварных соединений.

Таблица 6 - Допустимые размеры выборки после удаления дефектов в сварных швах трубопроводов

Глубина выборки, % от номинальной толщины стенки труб или расчетного сечения шва	Суммарная протяженность выборки, % от номинального наружного периметра сварного соединения
Для трубопроводов Ру свыше 10 МПа (100 кгс/см ²), трубопроводов I категории, работающих при температуре ниже минус 70 °С	
15 и менее	Не нормируется

Более 15 до 30 включительно	До 35
Более 30 до 50 включительно	До 20
Более 50	До 15
Для трубопроводов I - IV категории	
25 и менее	Не нормируется
Более 25 до 50 включительно	До 50
Более 50	До 25
Для трубопровода V категории	
30 и менее	Не нормируется
Более 30 до 50 включительно	До 50
Более 50	До 35

2.25. Контрольные сварные соединения должны свариваться на партию однотипных производственных стыков. В партию входят сваренные в срок не более трех месяцев не более ста однотипных стыковых соединений с условным диаметром Ду до 150 мм или не более пятидесяти стыков с Ду 175 мм и выше.

Однотипными считаются соединения из сталей одной марки, выполненные одним сварщиком по единому технологическому процессу и отличающиеся по толщине стенки не более чем на 50%.

Однотипными по условному диаметру являются соединения: Ду 6 - 32 мм, Ду 50 - 150, Ду 175 мм и выше.

2.26. Количество контрольных сварных соединений для проведения механических испытаний и металлографических исследований должно соответствовать указанному ниже:

Условный диаметр трубы Ду, мм	Количество контрольных соединений
6 - 32	4
50 - 150	2
175 и выше	1

ХОД РАБОТЫ

1. Изучить теоретические сведения
2. провести изучение документации
3. выполнить эскиз оборудования
4. разработать программу выполнения диагностических работ
5. оформить отчет по практической работе. Отчет должен содержать следующие разделы:

Цель работы

Исходные данные (из задания)

Акт изучения документации

Эскиз оборудования

Программу выполнения диагностических работ

Выводы и заключения.

ВАРИАНТЫ ЗАДАНИЙ

Номер варианта	Задание
1	Паспорт трубопровода №1
2	Паспорт трубопровода №2
3	Паспорт трубопровода №3
4	Паспорт трубопровода №4
5	Паспорт трубопровода №5
6	Паспорт трубопровода №6
7	Паспорт трубопровода №7
8	Паспорт трубопровода №8
9	Паспорт трубопровода №9
10	Паспорт трубопровода №10
11	Паспорт трубопровода №11
12	Паспорт трубопровода №12
13	Паспорт трубопровода №13
14	Паспорт трубопровода №14
15	Паспорт трубопровода №15

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Что такое предельное состояние ?
2. Что означает термин "Техническое диагностирование" ?
3. С какой целью проводится замер твердости металла и сварных швов?
4. Когда следует проводить гидравлические испытания ?
5. Кем устанавливается нормативный срок службы объекта?
6. В чем состоят задачи технического диагностирования ?
7. Каким способом предпочтительно осуществлять вырезку образцов для исследования микроструктуры основного металла и сварных соединений?
8. С какой целью проводится исследование химического состава, механических свойств и структуры основного металла и сварных соединений?
9. Кто имеет право проводить контроль неразрушающими методами при техническом диагностировании изделий?
10. Что такое твердость металла?

1	Труба Ø 630x12	1	606	12	67000	сталь 20	1050
2	Труба Ø 530x10	1	510	10	125000	сталь 20	1050
3	Труба Ø 377x8	1	361	8	6000	сталь 20	1050

8.2. Фланцы и их крепежные детали

№	Наименование	ГОСТ (нормаль)	Ду, мм	Р _у , МПа	Материал		Материал шпилек, болтов, гаек	
					марка	ГОСТ	марка	ГОСТ или ТУ
1	Фланец	12820	350	1,6	сталь 20Л	977	сталь 20	1050
2	Фланец	12820	500	1,6	сталь 20Л	977	сталь 20	1050
3	Фланец	12820	600	1,6	сталь 20Л	977	сталь 20	1050

8.3. Фасонные части и арматура

№	Наименование	Класс герметичности	Обозначение	Ду, мм	Р _у , МПа	Марка материала	ГОСТ
1	Задвижка	А	ЗКЛ-2	300	1,6	сталь 20Л	977
2	Отвод	-	Ø630x12	???	1,6	сталь 20	1050
3	Отвод	-	Ø530x10		1,6	сталь 20	1050
4	Отвод	-	Ø377x8		1,6	сталь 20	1050

Основной материал, использованный в конструкции трубопровода – сталь 20 по ГОСТ 1050, обладающая хорошей технологической свариваемостью, с отношением предела текучести к пределу прочности 0,59, относительным удлинением при разрыве 21% и ударной вязкостью КСЧ равной 90 Дж/см² при минимальной расчетной температуре стенки элемента трубопровода.

Трубы бесшовные горячедеформированные ГОСТ 8731, гр. В (с нормированным химическим составом и механическими свойствами металла).

Фланцы приварные встык ГОСТ 12820 с уплотнительной поверхностью типа «выступ-впадина».

Фасонные детали трубопровода изготовлены из бесшовных труб: переходы концентрические ГОСТ 17378, отводы крутоизогнутые ГОСТ 17375.

Таким образом, материальное исполнение трубопровода полностью соответствует установленным ПБ 03-585–03 требованиям промышленной безопасности и заданным условиям эксплуатации (транспортируемая среда, давление, температура).

9. Изоляция – присутствует.

10. Сведения о сварке:

– вид – ручная электродуговая;

– сварочные материалы – электроды типа Э42А, марки УОНИ-13/55.

11. Термообработка – данные отсутствуют.

12. Объем контроля при изготовлении, % – данные отсутствуют.

13. Данные по технологическому режиму

Давление рабочее / пробное, МПа:	0,03 / 0,2
Температура рабочая, °С	плюс 300
Рабочая среда	технологический газ
- наименование	ГГ
- характеристика по ГОСТ 12.1.044-89	2
- характеристика по ГОСТ 12.1.007-76	
Группа трубопровода по ПБ 03-585-03	A(a) I
Режим эксплуатации фактический	статический

14. Сведения о месте установки – трубопровод расположен на открытом воздухе.

15. Данные по системе технического обслуживания

Количество проведенных визуальных осмотров и испытаний	
- визуальный контроль	12
- испытания на прочность и плотность	4
Дата последней проверки технического состояния	
- визуальный контроль	01.03.2004
- испытания на прочность и плотность	10.09.2002
Сведения об аварийных ситуациях, перегревах стенок выше допустимой температуры и превышения давления	отсутствуют
Сведения о дефектах, обнаруженных ранее при проведении технических освидетельствований в процессе эксплуатации	В т.17 обнаружено утонение стенки отвода до 3,4 мм при 4,0мм отбраковочной толщине от 10.04.2002г.
Вид и дата проведения ремонтно-восстановительных работ	Полная замена трубопровода от 03.86г.

16. ВЫВОДЫ

1. Трубопровод эксплуатируется в соответствии с технологическим регламентом без нарушений установленного режима.

2. Эксплуатационная и ремонтная документация, а также порядок обслуживания и освидетельствования соответствуют требованиям правил ГТН России.

3. Техническое диагностирование объекта провести по индивидуальной программе.

ПРОГРАММА ОБСЛЕДОВАНИЯ

Оборудование – Трубопровод для подачи технологического газа.

Настоящая программа составлена в соответствии с ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», РД 38. 13. 004-86 «Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов под давлением до 10 МПа», «Методикой вероятностной оценки остаточного ресурса технологических стальных трубопроводов» (НТП «Трубопровод», 1995), «Методикой оценки остаточного ресурса технологических трубопроводов» (ВНИКТИ НХО, г. Волгоград, 1996).

В результате изучения и анализа технической документации (паспорт с приложениями, технологический регламента, рабочих листов регистрации параметров технологического процесса) установлено:

1. Трубопровод эксплуатируется в соответствии с установленными технологическим регламентом. Нарушений не зафиксировано.

2. Условия эксплуатации (давление, температура, среда) не вызвали изменений в структуре металла, коррозионного растрескивания.

3. Периодические технические освидетельствования проводились в установленные нормативные сроки. Записи о наличии дефектов и проведении ремонтных работ ведутся в соответствии с требованиями НТД.

4. Аварийных ситуаций не выявлено.

5. Степень опасности производства экспертно определена как СИЛЬНАЯ.

На основании результатов анализа технической документации и условий эксплуатации предусматривается нижеприведенный объем работ по обследованию.

№	Вид работ	Исполнитель
1	2	3
ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ		
1	Подготовка к обследованию: освобождение от продукта, очистка поверхности трубопровода для проведения 100% визуального и измерительного контроля, зачистка сварных швов и участков измерения толщины труб	Предприятие, эксплуатирующее т/п
2	Подготовка рабочих площадок в зонах обследования.	
3	Разработка схем проведения замеров толщин, твердости и неразрушающего контроля.	Предприятие, проводящее экспертизу
ОСНОВНЫЕ РАБОТЫ		
1	<p style="text-align: center;">Визуальный и измерительный контроль.</p> <p>При наружном осмотре обязательно проверяется состояние сварных швов, фланцевых и муфтовых соединений, опор и компенсирующих устройств, дренажных устройств, арматуры и ее уплотнений, сварных и тройниковых соединений, гибов и отводов. Особое внимание следует уделить участкам, работающим в сложных условиях, где наиболее вероятен максимальный износ трубопровода вследствие коррозии, эрозии, вибрации, и других причин (колена, тройники, врезки, дренажные устройства,</p>	Предприятие, проводящее экспертизу

	участки трубопровода	
	<p>перед арматурой и после нее, тупиковые и временно неработающие участки). Во время осмотра проверяется наличие коррозии и разного рода дефектов в виде трещин, язв, надрывов, отдулин, вмятин и других видимых изменений формы. Обнаруженные дефекты отражаются в акте и наносятся на схему обследования.</p> <p>При осмотре арматуры особое внимание обращается на места радиусных переходов наружных и внутренних поверхностей, уплотнительных поверхностей, а также состояние штока, резьбы, прокладок, шпилек, болтов.</p> <p>По указанию специалистов, выполняющих обследование, выборочно после разборки выполняется оценка состояния фланцевых соединений (обращая особое внимание на состояние уплотнительной поверхности, воротников, прокладок и крепежных деталей) и резьбовых соединений.</p> <p>По результатам ВИК назначаются места замеров толщины стенки и твердости, места дефектоскопии и контрольных вырезов металла для исследования механических свойств и химического состава металла, а при наличии неисправимых дефектов производится отбраковка элементов трубопровода.</p>	
2	<p>Ультразвуковая толщинометрия.</p> <p>Количество участков для толщинометрии и число точек замера для каждого участка устанавливается специалистами, выполняющими обследование трубопровода, на основании данных ВИК. При этом на прямых участках внутриустановочных трубопроводов длиной 20 м (и менее) и межцеховых трубопроводов длиной 100 м (и менее) замеры выполняются не менее чем в трех местах. В каждом сечении прямолинейного участка контроль толщины производится в 3 точках по периметру, а на отводах в 4 точках по выпуклой и вогнутой частям. Точки замеров толщины наносятся на схему трубопровода, а результаты замеров (наименьшее значение толщины в данном месте) – в таблицу протокола. При неудовлетворительных результатах для более надежного выявления дефектного участка делаются более частые замеры. Поверхность трубопровода в местах замера толщины освобождается слоев краски, грязи, зачищается до требуемого уровня шероховатости согласно ГОСТ 2789.</p>	Предприятие, эксплуатирующее т/п
3	<p>Твердометрия.</p> <p>Замер твердости выполняется во всех случаях, когда возникает сомнение в качестве металла или сварного шва, в доступных местах (как правило, в местах выполнения толщинометрии). Для гладких участков трубопровода (без сварных швов) выполняется не менее трех замеров. В районе сварных швов твердость определяется с двух сторон от линии шва в каждой из трех зон:</p>	Предприятие, эксплуатирующее т/п

	<p>основной металл, зона термического влияния (ЗТВ), сварной шов. В каждой зоне делается не менее 3-х замеров, а за результат принимается их среднеарифметическое значение или интервал значений. Если твердость металла на участке не соответствует нормативно-технической документации, то металл такого участка подлежит исследованию с вырезкой образца или отбраковывается. Места замеров твердости наносятся на схему обследования трубопровода, а результаты замеров - в таблицу протокола.</p>	
--	--	--

4	<p>Оценка фактической нагруженности и определение срока безопасной эксплуатации</p> <p>Оценка фактической нагруженности основных несущих элементов трубопровода осуществляется расчетным методом. Отбраковочные значения толщины стенки вычисляются согласно действующей НТД.</p> <p>По результатам комплексного обследования, расчетов и прогноза утонения металла вследствие коррозии определяется гарантированный остаточный ресурс трубопровода.</p>	<p>Предприятие, проводящее экспертизу</p>
5	<p>Испытания на прочность, плотность и герметичность</p> <p>При положительных результатах обследования технического состояния трубопровод подлежит гидравлическому (пневматическому) испытанию на прочность, плотность и герметичность.</p> <p>Организация работ, технология и параметры испытаний должны соответствовать требованиям РД 38.13.004-86 "Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов под давлением до 10 МПа" и ПБ 03-585-03 "Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов".</p>	<p>Предприятие, эксплуатирующее т/п</p>
6	<p>Выдача заключения</p> <p>Заключение оформляется в соответствии с требованиями ПБ 03-246-98 «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности» с выводами и рекомендациями о возможности дальнейшей безопасной эксплуатации объекта экспертизы.</p>	<p>Предприятие, проводящее экспертизу</p>

Студент гр. _____

подпись

Ф.И.О

Список литературы

1. Баранов В.М. и др. Акустический контроль и диагностика на предприятиях топливно-энергетического комплекса/ В.М. Баранов, А.И. Гриценко, А.М. Карасевич и др. — М.: Наука, 1998.
2. Ключев В. В. и др. Неразрушающий контроль и диагностика. Справочник / Под ред. В.В. Ключева. — М.: Машиностроение, 2003.
3. Кузнецов Н.С. Теория и практика неразрушающего контроля изделий с помощью акустической эмиссии. — М.: Машиностроение, 1998.
4. Гриб В.В. Диагностика технического состояния оборудования нефтегазо-химических производств. — М.: Изд-во ЦНИИТЭнефтехим, 2002.
5. Генкин М.Д., Соколова А.Г. Виброакустическая диагностика машин и механизмов. — М.: Машиностроение, 1987.
6. Якубович Н.А. Оценка вибросостояния энергомеханического оборудования. — М.: Изд-во РАО «Газпром», 1997.
10. Оценка технического состояния и ресурса оборудования химических, газо- и нефтеперерабатывающих производств: сб. материалов школы-семинара 2002 г. — Волгоград: Афиша, 2003.
11. Баркова Н.А. Введение в виброакустическую диагностику роторных машин и оборудования. — СПб.: Изд. центр СПбМТУ, 2003