

ЖШС
«Степногорск ЖЭО»
 021500, Қазақстан Республикасы
 Ақмола обл., Степногорск қаласы
 Тел. (71645)49-505
 Факс (71645)49-505



ТОО
«Степногорская ТЭЦ»
 021500, Республика Казахстан
 Ақмолинская обл., г.Степногорск
 Тел. (71645)49-505
 Факс (71645)49-505

Объявление о закупках способом запроса ценовых предложений

Товарищество с ограниченной ответственностью «Степногорская ТЭЦ» объявляет о закупках способом запроса ценовых предложений.

Наименование и номер закупок способом запроса ценовых предложений (наименование закупок товаров, работ, услуг в соответствии с наименованием закупок товаров, работ, услуг, указанным в Перечне): Закупка №90 обследование технического состояния оборудования с истекшим сроком службы.

Количество (объем закупаемых товаров, работ, услуг, единица измерения: 1 услуга.

Описание и требуемые функциональные, технические, качественные и эксплуатационные характеристики закупаемых товаров:

1. Аттестат на право проведения работ в области промышленной безопасности, а именно: проведение экспертизы промышленной безопасности на опасных производственных объектах энергетической, химической, теплоэнергетической, а также грузоподъемных механизмов (кранов, лифтов); оборудования работающие под давлением, трубопроводам пара и горячей воды; компрессорные установки.
2. Обучение персонала, имеющего удостоверение или сертификат на право проведения: неразрушающего контроля сварных соединений ультразвуковым или радиографическим методами; Проведения внутренней или (и) наружной поверхностей элементов сосуда методами цветной и магнитопорошковой дефектоскопии. Удостоверение-сертификат и уровень дефектоскописта с приложением протокола к удостоверению от учебного центра;
4. Удостоверение -сертификат и уровень обследователя с приложением протокола сертификации к удостоверению от учебного центра;
5. Протокола квалификационной проверки знаний (группа по эл.безопасности);
6. Протокол и удостоверения содержащий перечень всех законодательных и нормативных правовых актов, которые отражают вопросы промышленной безопасности с учетом специфики и отраслевой принадлежности.
7. Время прибытия на территорию для обследования оборудования в течение 3 часов.

Оборудования с истекшими сроками службы для обследования

№ п/п	Наименование оборудования	Краткая техническая характеристика	Заводской номер	Регистрационный номер	Год выпуска
Сосуды:					
1	Электролизер № 1	V=350л P=10атм.	33175	С-13	1988
2	Электролизер № 2	V=350л P=5атм.			
3	Распределительная колонка по водороду № 1	V=150л P=10атм.	193345	С-14	1988

4	Распределительная колонка по кислороду № 1	V=150л P=10атм.	143348	C - 15	1988
5	Распределительная колонка по водороду № 2	V=150л P=10атм.	143347	C - 19	1988
6	Распределительная колонка по кислороду № 2	V=150л P=10атм.	143345	C - 20	1988
7	Регулятор давления по водороду № 1	V=320л P=10атм.	283242	C - 16	1988
8	Регулятор давления по кислороду № 1	V=320л P=10атм.	283246	C - 17	1988
9	Регулятор давления по водороду № 2	V=320л P=10атм.	283245	C - 21	1988
10	Регулятор давления по кислороду № 2	V=320л P=10атм.	283241	C - 22	1988
11	Осушитель № 1	V=210л P=10атм.	131156	C - 23	1988
12	Осушитель № 2	V=210л P=10атм.	131257	C - 24	1988
13	Бак уравнильный № 1	V=250л P=10атм.	195373	C-25	1988
14	Бак уравнильный № 2	V=250л P=10атм.	195374	C-26	1988
15	Бойлер пиковый БО - 2	V=7740л P=13атм.	3439	C-38	1992
16	Бойлер пиковый БП - 2	V=7740л P=14атм.	3668	C-39	1992
17	Бойлер основной БО - 4 А	V=7400л P=14атм.	3443	C - 44	1992
18	Бойлер основной БО - 4 Б	V=4400л P=14атм.	3666	C - 43	1992
19	Подогреватель высокого давления ПВД - 4 ТГ - 3	V=4400л P=20атм.	46305	C - 53	1983
20	Подогреватель высокого давления ПВД - 5 ТГ - 3	V=4000л P=33атм.	46306	C - 54	1983
21	Подогреватель высокого давления ПВД - 5 ТГ - 5	V=8000л P=20атм.	36535	C - 57	1976
22	Подогреватель высокого давления ПВД - 6 ТГ - 5	V=8000л P=35атм.	36536	C - 58	1976
23	Подогреватель высокого давления ПВД - 7 ТГ - 5	V=8000л P=49атм.	36537	C - 59	1976
24	Подогреватель сырой воды для подпитки теплосети ПСВС -1	V=2436л P=7атм.	7715	7	1988
25	Подогреватель сырой воды котлов (для подпитки) ПСВК - 1	V=2436л P=7атм.	7712	8	1988
26	Подогреватель хим.очищенной воды теплосети ПХВС - 2	V=1434л P=4атм.	2969	16	1966
27	Подогреватель сырой воды для	V=2436л	4562	18	1975

	подпитки теплосети ПСВК – 2	P=7атм.			
28	Подогреватель сырой воды для подпитки теплосети ПСВС – 4	V=4300л P=7атм.	156	19	1979
29	Подогреватель хим.очищенной воды теплосети ПХВС – 3	V=2185л P=9атм.	1600	24	1973
30	Подогреватель хим.очищенной воды теплосети ПХВС – 4	V=2185л P=9атм.	2780	30	1985
31	Подогреватель сырой воды обессо-ливающей установки ПСВО – 1	V=1434л P=4атм.	8903	37	1975
32	Подогреватель низкого давления ПНД-3 ТГ-1	V=2185л P=9атм.	2449	C - 60	1984
33	Подогреватель низкого давления ПНД-3 ТГ-2	V=2185л P=9атм.	1995	C - 61	1975
34	Деаэратор питательной воды ДПВ - 2	V=65000 л P=5атм.	64269	C - 7	1963
35	Деаэратор питательной воды ДПВ - 4	V=65000 л P=5атм.	29447	C - 9	1972
36	Деаэратор питательной воды ДПВ - 5	V=65000 л P=5атм.	29569	C - 10	1972
37	Аккумуляторный бак № 4	V= 1500 м3	4	4	1981
		P=10атм.			

Замеры толщины стенок оборудования в химическом цехе:

1	Бак серной кислоты № 1	V=75000л	0	1	1981
2	Бак серной кислоты № 2	V=75000л	0	2	1981
3	Бак серной кислоты № 3	V=75000л	0	3	1981
4	Бак щелочи № 1	V=75000л	0	1	1981
5	Бак щелочи № 2	V=75000л	0	2	1982
6	Мерник щелочи № 1	V=5300л	0	1	1981
7	Трубопровод серной кислоты	P=4 атм.	0	53	1980
8	Трубопровод серной кислоты	P=4 атм.	0	54	1980
9	Трубопровод серной кислоты	P=4 атм.	0	55	1972
	Трубопроводы:				
1	Питательный трубопровод К - 3 ПЭН - 3 L=50,5 м	P = 185 атм.	2409	Т - 2	1963
		t = 230°C			
2	Питательный трубопровод К - 7 ПЭН - 7 L=130,1 м	P = 185 атм.		Т - 6	1975
		t = 230°C			
3	Паропровод КА-4. L = 110,4 м	P = 100 атм.	5094	Т - 10	1968

		$t = 540^{\circ}\text{C}$			
4	Паропровод № 1,2 P= 8- 13 атм. L = 450 м	P = 8 - 13 атм. $t = 300^{\circ}\text{C}$	3360	T - 14	1966
5	Трубопровод сетевой воды 1 зоны. L = 3650,5 м	P = 19 атм $t = 70-150^{\circ}\text{C}$	3263	T - 21	1991
6	Трубопровод сетевой воды к ВК 2-й зоны. L = 2509,3 м	P = 19 $t = 70-150^{\circ}\text{C}$	48	T - 22	1982
7	Трубопровод сетевой воды прямой и обратный I зоны на ТЭЦ. L = 924,3 м	P = 19 атм., $t = 70-150^{\circ}\text{C}$	3263	T - 18	1990
8	Трубопровод сетевой воды прямой и обратный от ГК до ОП -1. L = 181,0 м	P = 19 атм., $t = 70-150^{\circ}\text{C}$	64	T - 20	1982
9	Паропровод КА № 2, Lка2=51,5 м	P = 100 атм., $t = 540^{\circ}\text{C}$	2498	T - 8	1963
10	Паропровод КА № 5, Lка5=114,3 м	P = 100 атм., $t = 540^{\circ}\text{C}$	8816	T - 11	1972
11	Трансфер 1 секция до ППС-2 $\Phi 273 \times 20 \text{ мм}$,	P = 100 атм., $t = 540^{\circ}\text{C}$	L= 30 м	T - 7	1967
12	Трансфер 2 секция от ППС - 2 до ППС-3 $\Phi 273 \times 20 \text{ мм}$,	P = 100 атм., $t = 540^{\circ}\text{C}$	L= 4 м	T - 8	1967
13	Трансфер 3 секция от ППС - 3 до ППС-6 $\Phi 273 \times 20 \text{ мм}$,	P = 100 атм., $t = 540^{\circ}\text{C}$	L= 100 м	T - 10	1969
14	Трансфер 4 секция от ППС - 6 до ППС-7 $\Phi 325 \times 24 \text{ мм}$,	P = 100 атм., $t = 540^{\circ}\text{C}$	L= 70 м	T - 12	1974
	Грузоподъемные механизмы:				
1	Подкрановый путь козлового крана ККТ – 5 (нивелировка)	5 т	125	П-8	1974
2	Подкрановый путь козлового крана ККС–10 (нивелировка)	10 т	61337	П-9	1986
3	Подкрановый путь мостового крана ТЦ (нивелировка)	75/20 т	143	П-5	1963
4	Подкрановый путь мостового крана КЦ (нивелировка)	10/5 т	747	П-6	1972
5	Подкрановый путь мостового крана КЦ (нивелировка)	30/5 т	180	П-4	1963
6	Подкрановый путь мостового крана ЦТП (нивелировка)	20/5 т	2172	П-2	1962
7	Мостовой кран ЦТП	20/5 т	2172	П-2	1962
8	Подкрановый путь мостового крана ВК (нивелировка)	20/5 т	573	П-7	1980
9	Таль электрическая	3,2 т	53	3	1995

10	Кран-балка	5 т	2441	10	1977
11	Таль электрическая	3 т	5733	19	1982
12	Таль электрическая	1 т	22901	20	1988
13	Кран-балка	2 т	803	23	1982
14	Таль электрическая	5 т	12417	29	1987
15	Кран-балка	3,2 т	311777	33	1985
16	Кран-балка	2 т	214368	34	1988
17	Кран-балка	3,2 т	5520	39	1994

Перечень опасных производственных объектов ТОО «Степногорская ТЭЦ», для проведения технического освидетельствования специализированной организацией в 2024 году.

1	Котлоагрегат № 3	P=100атм	677	К - 15	1964
		T= 540°C			
2	Лифт грузовой КЦ	2 т	1176св87	Л - 54	1987
3	КВТК № 4	P=100атм	11874	К - 23	1986
		T= 540°C			

Срок и место поставки товаров, выполнение работ и предоставления услуг: с момента подписания договора и по 31.12.2026 года по адресу: Республика Казахстан, Акмолинская область, 021504, г. Степногорск, Промышленная зона 6, комплекс 151.

Цена за единицу, без учета налога на добавленную стоимость, закупаемого товара, работы и услуги по лоту, с учетом всех расходов, в том числе на транспортировку и страхование, уплату таможенных пошлин, налогов, сборов и другое:

№ п/п	Наименование оборудования	Цена за единицу
Сосуды:		
1	Электролизер № 1	
2	Электролизер № 2	87931,04
3	Распределительная колонка по водороду № 1	87931,04
4	Распределительная колонка по кислороду № 1	84482,76
5	Распределительная колонка по водороду № 2	84482,76
6	Распределительная колонка по кислороду № 2	84482,76
7	Регулятор давления по водороду № 1	84482,76
8	Регулятор давления по кислороду № 1	87931,04
9	Регулятор давления по водороду № 2	87931,04
10	Регулятор давления по кислороду № 2	87931,04
11	Осушитель № 1	87931,04
12	Осушитель № 2	84655,18
13	Бак уравнильный № 1	84655,18
		84655,18

14	Бак уравнильный № 2		84655,18
15	Бойлер пиковый БО - 2		141810,35
16	Бойлер пиковый БП - 2		141810,35
17	Бойлер основной БО - 4 А		141810,35
18	Бойлер основной БО - 4 Б		141810,35
19	Подогреватель высокого давления ПВД - 4 ТГ - 3		88793,11
20	Подогреватель высокого давления ПВД - 5 ТГ - 3		88793,11
21	Подогреватель высокого давления ПВД - 5 ТГ - 5		88793,11
22	Подогреватель высокого давления ПВД - 6 ТГ - 5		88793,11
23	Подогреватель высокого давления ПВД - 7 ТГ - 5		88793,11
24	Подогреватель сырой воды для подпитки теплосети ПСВС - 1		88793,11
25	Подогреватель сырой воды котлов (для подпитки) ПСВК - 1		88793,11
26	Подогреватель хим.очищенной воды теплосети ПХВС - 2		88793,11
27	Подогреватель сырой воды для подпитки теплосети ПСВК - 2		88793,11
28	Подогреватель сырой воды для подпитки теплосети ПСВС - 4		88793,11
29	Подогреватель хим.очищенной воды теплосети ПХВС - 3		88793,11
30	Подогреватель хим.очищенной воды теплосети ПХВС - 4		88793,11
31	Подогреватель сырой воды обессоливающей установки ПСВО - 1		88793,11
32	Подогреватель низкого давления ТГ-1	ПНД-3	88793,11
33	Подогреватель низкого давления ТГ-2	ПНД-3	88793,11
34	Деаэратор питательной воды ДПВ - 2		184827,59
35	Деаэратор питательной воды ДПВ - 4		184827,59
36	Деаэратор питательной воды ДПВ - 5		184827,59
37	Аккумуляторный бак № 4		149051,73

Замеры толщины стенок оборудования в химическом цехе:

1	Бак серной кислоты № 1	75422,42
2	Бак серной кислоты № 2	75422,42
3	Бак серной кислоты № 3	75422,42
4	Бак щелочи № 1	75422,42
5	Бак щелочи № 2	75422,42
6	Мерник щелочи № 1	75422,42
7	Трубопровод серной кислоты	74353,45

8	Трубопровод серной кислоты		74353,45
9	Трубопровод серной кислоты		74353,45
	Трубопроводы:		
1	Питательный трубопровод L=50,5 м	К - 3 ПЭН - 3	79250
2	Питательный трубопровод L=130,1 м	К - 7 ПЭН - 7	79250
3	Паропровод КА-4. L = 110,4 м		436120,69
4	Паропровод № 1,2 P= 8- 13 атм.L = 450 м		436120,69
5	Трубопровод сетевой воды 1 зоны. L = 3650,5 м		66120,69
6	Трубопровод сетевой воды к ВК 2-й зоны. L = 2509,3 м		66120,69
7	Трубопровод сетевой воды прямой и обратный I зоны на ТЭЦ. L = 924,3 м		66120,69
8	Трубопровод сетевой воды прямой и обратный от ГК до ОП -1. L = 181,0 м		66120,69
9	Паропровод КА № 2,	Lка2=51,5 м	436120,69
10	Паропровод КА № 5, Lка5=114,3м		436120,69
11	Трансфер 1 секция до ИПс-2 Ф273х20мм,		436120,69
12	Трансфер 2 секция ИПс - 2 до ИПс-3 Ф273х20мм,	от	436120,69
13	Трансфер 3 секция от ИПс - 3 до ИПс-6 Ф273х20мм,		436120,69
14	Трансфер 4 секция 6 до ИПс-7 Ф325х24мм,	от ИПс -	436120,69
	Грузоподъемные механизмы:		
1	Подкрановый путь козлового крана ККТ – 5 (нивелировка)		94560,35
2	Подкрановый путь козлового крана ККС–10 (нивелировка)		94560,35
3	Подкрановый путь мостового крана ТЦ (нивелировка)		94560,35
4	Подкрановый путь мостового крана КЦ (нивелировка)		94560,35
5	Подкрановый путь мостового крана КЦ (нивелировка)		94560,35
6	Подкрановый путь мостового крана ЦТП (нивелировка)		94560,35
7	Мостовой кран ЦТП		218870,69
8	Подкрановый путь мостового крана ВК (нивелировка)		94560,35
9	Таль электрическая		94560,35

10	Кран-балка	94560,35
11	Таль электрическая	94560,35
12	Таль электрическая	94560,35
13	Кран-балка	94560,35
14	Таль электрическая	94560,35
15	Кран-балка	94560,35
16	Кран-балка	94560,35
17	Кран-балка	94560,35
Перечень опасных производственных объектов ТОО «Степногорская ТЭЦ», для проведения технического освидетельствования специализированной организацией в 2024 году.		
1	Котлоагрегат № 3	373539,66
2	Лифт грузовой КЦ	100589,66
3	КВТК № 4	373539,66

Общая сумма в тенге, без учета налога на добавленную стоимость, выделенная на закупки товара, работы и услуги по лоту, с учетом всех расходов, в том числе на транспортировку и страхование, уплату таможенных пошлин, налогов, сборов и другое: 10 419 376,20 (Десять миллионов четыреста девятнадцать тысяч триста семьдесят шесть) тенге 20 тиын.

Условия платежа: **Оплата по договору осуществляется в течение 360 календарных дней по фактически оказанным объемам услуг, принятых Заказчиком по соответствующему Акту выполненных работ.**

Ценовые предложения потенциальных поставщиков, подписанные электронной цифровой подписью и подготовленные по форме 5 приложения 3 Правил осуществления деятельности субъектами естественных монополий от 13.08.2019 года № 73 (далее – Правила), с приложением документов указанный в пункте 178-4 Правил, принимаются в форме электронного документа (PDF формат) на портале ser.mitwork.kz в срок до 09 часов 00 минут «30» января 2026 года, по адресу Республика Казахстан, Акмолинская область, 021504, г. Степногорск, Промышленная зона 6, комплекс 151, кабинет № 307.

Конверты с ценовыми предложениями, оформленные в соответствии с требованиями п. 178-4 Правил, вскрываются автоматически на портале ser.mitwork.kz 09 часов 00 минут «30» января 2026 года, по адресу Республика Казахстан, Акмолинская область, 021504, г. Степногорск, Промышленная зона 6, комплекс 151, кабинет № 307.

Полное наименование, номер телефона, почтовый и электронный адреса субъекта естественной монополии: Товарищество с ограниченной ответственностью «Степногорская ТЭЦ», 8 71645 (49505), 871645(69244), Республика Казахстан, 021504, Акмолинская область, город Степногорск, Промышленная зона 6, комплекс 151.
Электронный адрес: st-rybakova@mail.ru

Приложение:

1. Регламент работ по обследованию оборудования;
2. Проект договора.

И.о. руководителя субъекта естественной монополии

Лазько Е.В.

 «22» 01 2026г.

ДОГОВОР № _____

г. Степногорск

« ____ » _____ 20 ____ г.

«Исполнитель», в лице _____, в дальнейшем именуемое
предприятия с одной стороны, и _____, действующего на основании _____
_____ в дальнейшем именуемое «Заказчик», в лице
_____ предприятия с
другой стороны, совместно именуемые «Стороны», руководствуясь Правилами осуществления деятельности
субъектами естественных монополий, утвержденных приказом Министра национальной экономики РК от
13.08.2019г. № 73, заключили настоящий Договор о нижеследующем:

1. Предмет договора.

- 1.1. Заказчик поручает, а Исполнитель принимает на себя обязательства по оказанию услуг по проведению обследования технического состояния оборудования с истекшим сроком службы с выдачей экспертного заключения по результатам обследования, согласно графика (Приложение №1)
- 1.2. Сумма договора составляет _____ (_____) тенге.
- 1.3. Заказчик оплачивает Исполнителю выполненные услуги по ценам, определенной ведомостью договорных цен (Приложение № 2). Ведомость согласовывается с Заказчиком и является неотъемлемой частью Договора. Стоимость выполнения обследования является фиксированной на срок действия Договора.
- 1.4. Срок оказания услуг по проведению обследования оборудования – с момента заключения договора.

2. Условия платежей.

- 2.1. Расчет производится Заказчиком в течение 360 календарных дней по фактически оказанным объемам услуг, принятых Заказчиком по соответствующему Акту выполненных работ. Результаты экспертизы передаются Заказчику не позднее 3 (трех) календарных дней после выполненных работ.
- 2.2. Заказчик в течение 7 (семи) календарных дней со дня получения Акта выполненных работ обязан подписать его или направить мотивированный отказ от приемки. В случае мотивированного отказа Заказчика Сторонами составляется двухсторонний акт с перечнем необходимых доработок и указанием сроков их исполнения. Результаты экспертизы передаются Заказчику не позднее трех календарных дней после полной оплаты выполненных услуг.

3. Обязанности сторон.

3.1. Исполнитель обязуется:

- 3.1.1. Произвести квалифицированную, качественную экспертизу в сроки, согласованные с Заказчиком и указанные в п. 1.4. настоящего Договора.
- 3.1.2. Передать результаты выполненных услуг Заказчику, после полной оплаты Заказчиком выполненных услуг.

4.2. Заказчик обязуется:

- 4.2.1. Предоставить Исполнителю всю документацию, необходимую для проведения экспертизы.
- 4.2.2. Произвести оплату услуг Заказчика в строгом соответствии с условиями настоящего Договора

4. Ответственность сторон.

- 4.1. За нарушение сроков выполнения услуги, Исполнитель оплачивает Заказчику пеню в размере 0.2% за каждый день просрочки от суммы договора, но не более 10% от суммы Договора.
- 4.2. При невыполнении Заказчиком обязательств по оплате выполненных услуг, Заказчик уплачивает Исполнителю пеню в размере ставки рефинансирования, установленной Национальным банком РК на день фактической оплаты за каждый банковский день просрочки платежа, от суммы неуплаченного долга, но не более 10% от суммы задолженности.
- 4.3. В случае изменения реквизитов Стороны обязаны уведомить друг друга в течение 3 (трех) банковских дней обо всех изменениях. В противном случае убытки ложатся на виновную сторону.
- 4.4. Все споры, разногласия и требования, возникающие из настоящего Договора или в связи с ним, в том числе касающиеся его исполнения, разрешаются Сторонами путем переговоров, а при не достижении взаимного согласия - в суде в соответствии с действующим законодательством РК.
- 4.5. Стороны договорились, что Исполнитель обязан состоять на общеустановленном режиме налогообложения в соответствии с налоговым законодательством Республики Казахстан. В случае, если на момент заключения настоящего договора Исполнитель предоставил Заказчику документы, подтверждающие его нахождение на общеустановленном налоговом режиме, однако в ходе исполнения договора будет установлено, что Исполнитель фактически применяет специальный налоговый режим (в том числе, но не ограничиваясь, режимом для субъектов малого бизнеса, упрощенным режимом и т.п.), Исполнитель обязан уплатить Заказчику штраф в размере 20% (двадцати процентов) от общей суммы настоящего договора. Указанная сумма штрафа подлежит уплате в течение 5 (пяти) рабочих дней с момента направления соответствующего письменного требования Заказчиком.

5. Порядок изменения и расторжения договора.

- 5.1. Изменение и расторжение Договора возможны по соглашению Сторон при условии, если они совершены в

письменной форме и подписаны представителями обеих Сторон.
5.2. Договор может быть расторгнут в одностороннем порядке при условии письменного уведомления другой Стороны за 5 (пять) календарных дней до предстоящего расторжения настоящего Договора. При этом, расчеты между Сторонами производятся за фактически оказанные услуги.

6. Форс-мажор.

- 6.1. При возникновении обстоятельств, которые делают полностью или частично невозможным выполнение Договора одной из сторон, а именно: пожар, стихийное бедствие, военные действия всех видов, изменение действующего законодательства и др. возможные обстоятельства непреодолимой силы, не зависящие от сторон, сроки выполнения обязательств продлеваются на то время, в течение которого действуют эти обстоятельства.
- 6.2. Если обстоятельства непреодолимой силы действуют в течение более двух месяцев, любая из Сторон вправе отказаться от дальнейшего выполнения обязательств по Договору, причем ни одна из Сторон не может требовать от другой стороны возмещения возможных убытков, кроме компенсации реально понесенных расходов Сторонами по выполнению обязательств по настоящему Договору, на момент возникновения форс-мажорных обстоятельств.
- 6.3. Сторона, оказавшаяся не в состоянии выполнить свои обязательства по настоящему Договору, обязана в течение 72 (семидесяти двух) часов известить другую Сторону о наступлении и прекращении действия обстоятельств, препятствующих выполнению ею этих обязательств. Уведомление направляется по юридическому адресу, указанному в Договоре и заверяется передающим отделением связи.

7. Прочие условия.

- 7.1. Все приложения, дополнения, дополнительные соглашения к Договору, подписанные надлежащим образом обеими Сторонами, являются его неотъемлемой частью.
- 7.2. Срок действия настоящего Договора устанавливается с момента подписания и действует до 31 декабря 20__ г.
- 7.3. Настоящий Договор подписан в двух экземплярах, имеющих равную юридическую силу, по одному для каждой из Сторон.

8. Юридические адреса, банковские реквизиты и подписи Сторон:

Заказчик:

Исполнитель:

М.П.

М.П.

ГРАФИК

обследования технического состояния оборудования
ТОО «Степногорская ТЭЦ» с истекшим сроком службы

[illegible]

Ведомость договорных цен
по обследованию технического состояния оборудования
ТОО «Степногорская ТЭЦ» с истекшим сроком службы

[illegible]

Регламент работ по обследованию оборудования, отработавшего нормативный срок службы.

Наименование работ	Периодичность обследований
- при вызове специализированной организации для обследования подготовленного оборудования по первому требованию и без задержек прибытия к назначенному часу, иметь при себе спецодежду. - иметь сертификаты на выполнение данных работ. - квалификационная проверка знаний, обучение персонала по промышленной безопасности.	
Сосуды:	1 раз в 4 года
Перечень работ по обследованию сосудов: - наружный и внутренний осмотры; - контроль геометрических размеров (внутреннего или наружного диаметра; при необходимости: прогиба, смещения кромок стыкуемых элементов, высоты развальцованных участков труб и т.п.); - измерение выявленных дефектов (коррозионных язв или эрозионных повреждений, трещин, деформаций и других); - контроль сплошности сварных соединений и зон основного металла неразрушающими методами дефектоскопии; - контроль толщины стенки неразрушающим методом; - измерение твердости с помощью переносных приборов; - лабораторные исследования (при необходимости) химического состава, свойств и структуры материала основных элементов; - гидравлические испытания; - прогнозирование на основании анализа результатов технического диагностирования и расчетов на прочность возможности, допустимых рабочих параметров, условий и срока дальнейшей эксплуатации сосуда. - техническое диагностирование сосуда проводится по программам, либо по индивидуальной программе в зависимости от конкретного типа сосуда, его технического состояния и условий эксплуатации. - контроль неразрушающими методами проводят специалисты, аттестованные в установленном порядке. - все виды неразрушающего контроля, измерения, определение механических свойств, исследование микроструктуры металла, расчеты на прочность проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых стандартов, заводских или отраслевых инструкций. - провести анализ технической и эксплуатационной документации: - установление сроков изготовления, пуска в эксплуатацию и регистрации сосуда, а также предприятия-изготовителя; - анализ конструктивных особенностей сосуда, основных размеров элементов, материалов, включая сертификатные данные (при их наличии), и технологии изготовления, а также сведений о проверке качества сосуда на заводе-изготовителе; - оценку проектных технических характеристик и их соответствия фактическим условиям эксплуатации по температуре, давлению, рабочей среде, а также анализ особенностей эксплуатации (стационарный или переменный режимы работы, количество пусков-остановов и гидроиспытаний, возможность колебаний давления с размахом более 15% номинального значения и ориентировочная периодичность этих колебаний);	

- анализ результатов технических освидетельствований, осмотров, гидравлических испытаний и обследований сосуда, а также данных о повреждениях, ремонтах и реконструкциях.

- по результатам анализа эксплуатационно-технической документации определяются элементы или зоны сосудов, работающие в наиболее напряженных условиях, при которых возможно образование дефектов или изменение структуры и свойств металла в процессе эксплуатации, и принимается решение о программе технического диагностирования сосуда, т.е.: будет использована типовая программа или необходима разработка индивидуальной программы технического диагностирования.

- разработка программы диагностирования:

- в программах определить элементы и в необходимых случаях зоны контроля, предрасположенные к образованию дефектов, а также указать объемы и методы контроля или исследования (при необходимости) механических свойств и микроструктуры металла.

- результаты анализа эксплуатационно-технической документации, в том числе: конструктивные особенности и конкретные условия эксплуатации, возможность доступа для осмотра и возможность применения конкретного вида неразрушающего контроля, наличие или отсутствие аварий за период эксплуатации, их характер и причины, результаты предыдущих обследований и проверок, наличие ремонтов или реконструкций;

- в программе определяются элементы и в необходимых случаях зоны сосуда, подлежащие контролю, приводятся объемы и методы неразрушающего контроля, а также указываются при необходимости объемы лабораторных исследований структуры и свойств металла сосуда с назначением мест отбора проб.

- визуальный и измерительный контроль:

- визуальный осмотр наружной и внутренней поверхностей элементов сосуда и измерительный контроль проводятся с целью обнаружения и определения размеров дефектов (поверхностных трещин, коррозионных повреждений, эрозионного износа, выходящих на поверхность расслоений, механических повреждений, вмятин, выпучин и других изменений геометрии), образовавшихся в процессе эксплуатации, при ремонте, изготовлении или монтаже сосуда, по результатам визуального и измерительного контроля может быть уточнена (дополнена) программа технического диагностирования сосуда.

- при проведении визуального контроля повышенное внимание должно быть обращено на выявление следующих дефектов:

- трещин, образующихся чаще всего в местах геометрической, температурной и структурной неоднородности: на кромках и поверхности отверстий; в местах приварки штуцеров, усилительных колец лазерных отверстий, деталей крепления, опор, сепарационных устройств, косынок, ребер жесткости, фланцев; в зонах сопряжения разнотолщинных элементов, перехода от выпуклой части днищ к отбортовке, от основного металла к усилению сварного шва;

- коррозионных и коррозионно-усталостных повреждений металла, наиболее часто встречающихся на внутренней поверхности в нижней части сосудов, зоне раздела сред, местах скопления (застоя) воды или конденсата, а также на наружной поверхности в местах нарушения тепловой изоляции или краски и (или) возможного попадания и скапливания воды (как правило, для сосудов, находящихся на открытом воздухе и подверженных воздействию атмосферных осадков: под тепловой изоляцией, под табличками;

- эрозионного износа поверхностей сосуда;

- дефектов сварки в виде трещин, пористости, свищей, подрезов, прожогов, незаплавленных кратеров, чешуйчатости поверхности,

несоответствия размеров швов требованиям технической документации;
- смещения или увода кромок или непрямолинейности соединяемых элементов.

- при обнаружении в элементах сосуда трещин или деформированных участков дефектные зоны элементов следует осмотреть также со стороны противоположной поверхности.

- контроль геометрических размеров и формы основных элементов сосуда проводится для получения информации об их изменениях по отношению к первоначальным (проектным) геометрическим размерам и форме.

- проведение неразрушающего контроля сварных соединений проводится ультразвуковым или радиографическим методами в соответствии с требованиями действующих нормативных документов на данный метод с целью выявления внутренних дефектов (трещин, непроваров, пор, шлаковых включений и др.) в сварных соединениях сосудов.

- контроль методами цветной и магнитопорошковой дефектоскопии

- контроль внутренней или (и) наружной поверхностей элементов сосуда методами цветной и магнитопорошковой дефектоскопии (ЦД и МПД соответственно) осуществляется в соответствии с требованиями действующих нормативных документов на эти методы контроля с целью выявления и определения размеров и ориентации поверхностных и подповерхностных трещин, расслоений и других трещино-подобных дефектов.

- контроль методами ЦД или МПД проводится на контрольных участках поверхности элементов, указанных в программах диагностирования, и, кроме того, на участках поверхности, где по результатам визуального осмотра или анализа эксплуатационно-технической документации подозревается наличие трещин, а также в местах выборок трещин, коррозионных язв и других дефектов или (и) в местах ремонтных заварок.

- приводить описание размеров, формы и месторасположения выявленных дефектов. Расположение участков контроля и выявленных дефектов следует условно изобразить на прилагаемой схеме (формуляре).

- неразрушающий контроль толщины стенки:

- контроль толщины стенки элементов сосуда рекомендуется выполнять ультразвуковым методом с применением ультразвуковых приборов в соответствии с инструкцией по эксплуатации прибора.

- контроль толщины стенки проводится с целью определения количественных характеристик утонения стенки элементов сосуда в процессе его эксплуатации.

- контроль толщины стенки проводится в местах элементов сосуда, указанных в программах диагностирования, а также в зонах интенсивного коррозионно-эрозионного износа металла, местах выборок дефектов и на поверхности вмятин или выпучин. Измерение толщины стенки обечаек сосудов рекомендуется проводить по окружности элемента не менее чем в трех точках каждого из контрольных сечений.

- контроль толщины стенки сварных патрубков или штуцеров диаметром 100 мм и более проводится в четырех точках, расположенных равномерно по окружности элемента.

- контроль толщины стенки гнутых отводов трубной системы теплообменных аппаратов выполняется в растянутой и нейтральных зонах гибов.

- результаты измерений толщины стенки элементов сосуда оформлять в виде таблиц, содержащих название или номер элемента, номер точки замера толщины стенки и результат измерения. Расположение контрольных точек с привязкой к основным размерам элементов сосуда указывается на прилагаемой схеме (формуляре).

- исследование химического состава, механических свойств и структуры основного металла или (и) сварного соединения на вырезках образцов из основных элементов сосуда. - измерение твердости неразрушающими методами проводятся с помощью переносных приборов (твердомеров) в соответствии с требованиями нормативных документов. - гидравлическое испытание является завершающей операцией технического диагностирования сосуда, осуществляемой с целью проверки плотности и прочности всех его элементов, работающих под давлением. - полученные по результатам контроля данные по геометрическим размерам, форме, свойствам металла элементов сосуда следует сравнить с исходными (паспортными) данными, а выявленные отклонения размеров и формы, а также дефекты (коррозионные язвы, деформации, дефекты сварки). - расчет на прочность с учетом полученных при диагностировании фактических данных по толщине стенки, размерам, форме, свойствам металла элементов и наличию в них дефектов; - расчет на прочность при статической нагрузке; - расчет на усталостную прочность.	
Трубопроводы:	1 раз в 3 года
Обследование трубопровода, отработавшего срок службы, включает: - анализ технической документации; - визуальный контроль; - контроль неразрушающими методами; - исследование металла на вырезках, репликах; - расчет на прочность; - гидравлические испытания. Объем и методы контроля в соответствии с характером повреждений определяются экспертной организацией. - эксплуатация трубопроводов сверх установленного срока службы может быть продлена после исправления дефектов (если они имели место), на основании положительных результатов контроля, лабораторных исследований, расчетов на прочность и гидравлических испытаний. - ознакомится с эксплуатационно-технической документацией на трубопровод: паспортом, чертежами, исполнительной схемой, сменным и ремонтным журналами, формулярами, предписаниями, относящимися к техническому состоянию трубопровода, результатами ранее выполненных обследований и прочими материалами, в которых могут содержаться данные о состоянии трубопровода. - анализ эксплуатационной и технической документации проводится в целях детального ознакомления с конструкцией, материалами и особенностями изготовления, характером и конкретными условиями работы трубопровода, а также для предварительной оценки его технического состояния на протяжении всего срока эксплуатации, который включает: - установление даты монтажа, пуска в эксплуатацию и регистрации трубопровода; - анализ конструктивных особенностей трубопроводной системы, основных размеров деталей и сборочных единиц, материалов из которых они изготовлены, технологии сварки и сварочных материалов, примененных при монтаже, а также сведений о проверке качества сварных соединений трубопровода после монтажа; - анализ сведений по наладке опорно-подвесной системы и о дефектах в ней, выявленных в процессе эксплуатации (при наличии таких данных); - оценку соответствия проектных технических характеристик	

фактическим условиям эксплуатации по температуре, давлению, рабочей среде, а также анализ особенностей эксплуатации, количество пусков-остановов и гидроиспытаний, возможности колебаний давления с размахом более 15% от номинального значения и ориентировочной периодичности этих колебаний);

- анализ результатов технических освидетельствований, осмотров, гидравлических испытаний и обследований трубопровода, а также данных о повреждениях, ремонтах и реконструкциях.

При отсутствии необходимых сведений в документации на трубопровод допускается использовать информацию, полученную опросом обслуживающего персонала.

- по результатам анализа эксплуатационно-технической документации и предварительных расчетов на прочность, если таковые необходимо проводить, определяются участки, элементы или (и) зоны элементов трубопроводов, работающие в наиболее напряженных условиях, и принимается решение о применении программы необходимости разработки и применения программы контроля.

-разработка программы обследования

- в программах определены участки, элементы трубопроводов, подлежащие контролю, а также указаны объемы и методы неразрушающего контроля, исследования механических свойств и микроструктуры металла.

- на основе приведенных программ на каждый трубопровод или группу однотипных трубопроводов, работающих в одинаковых условиях, может разрабатываться индивидуальная программа контроля, учитывающая результаты анализа эксплуатационно-технической документации, в том числе: конструктивные особенности и конкретные условия эксплуатации трубопровода, технологию изготовления труб и элементов, возможность доступа для осмотра и возможность применения конкретного вида неразрушающего контроля, наличие или отсутствие аварий за период эксплуатации, их характер и причины, результаты предыдущих обследований и проверок, наличие ремонтов или реконструкций и др.

- визуальный и измерительный контроль

- контроль трубопровода следует начинать с наружного осмотра трубопровода в горячем (рабочем) и холодном (после останова) состояниях.

- наружный осмотр трубопровода в горячем (рабочем) состоянии проводится в целях: проверки соответствия трассировки трубопровода монтажно-сборочному чертежу и (или) исполнительной схемы, а также выявления отсутствия или наличия таких дефектов трассировки трубопровода, как заземления, прогибы, провисания и др.;

- выявления наличия и исправности дренажей;
- проверки наличия и исправности указателей температурных перемещений (реперов) и соответствия их проекту;

- оценки состояния опорно-подвесной системы трубопровода с точки зрения исправности опор и подвесок. Обнаруженные дефекты в элементах опорно-подвесной системы трубопровода устраняются ремонтом или заменой дефектных элементов.

- наружный осмотр трубопровода в холодном состоянии (после останова) проводится с проверкой исправности (целостности) обшивки и тепловой изоляции. При обнаружении повреждения обшивки (изоляции) и вследствие этого следов протечки рабочей среды, а также участков интенсивного намокания изоляции от внешних источников следует удалить соответствующие места изоляции, после чего провести визуальный контроль освобожденных участков наружной поверхности трубопровода. Необходимо предусматривать технические мероприятия, предотвращающие намокание участков трубопровода от внешних источников при его последующей эксплуатации.

- визуальный контроль наружной и выборочно внутренней поверхностей элементов трубопровода, а также измерительный контроль проводится в целях обнаружения и определения размеров дефектов: поверхностных трещин, коррозионных или коррозионно-усталостных повреждений, эрозионного износа, выходящих на поверхность расслоений, дефектов сварки, механических повреждений, вмятин, выпучин и других дефектов, образовавшихся при изготовлении, монтаже, в процессе эксплуатации и при ремонте трубопровода. По результатам наружного осмотра в горячем и холодном состояниях, визуального и измерительного контроля программа обследования трубопровода может быть уточнена (дополнена).

- визуальному контролю (ВК) наружных поверхностей подвергают следующие элементы и участки трубопроводов:

криволинейные элементы - гибы, отводы, секторные колена. Обязательному контролю подлежат первые по ходу движения среды колена за регулирующей и дросселирующей арматурой, колена байпасных линий, колена в зонах установки дроссельных устройств и на тупиковых (или временно неработающих) участках, а также колена, расположенные вблизи неподвижных опор. Колена контролируются на обнаружение трещин, коррозионных язв, раковин, механических повреждений, в том числе рисок, в первую очередь в зоне наружного обвода гыба (в растянутой его части). На внутреннем обводе гыба обращают внимание на плавность контура линии обвода; при обнаружении волнистости поверхности измеряется высота неровностей. На секторных отводах контролируются продольные и поперечные сварные швы, повышенное внимание уделяется местам пересечения швов;

тройники и врезки в трубопровод (включая дренажные устройства). На сварных тройниках и врезках контролю подлежит сварной шов по всему его периметру с примыкающей околошовной зоной. На штампованных и штампосварных тройниках обращается внимание на зону сопряжения штуцерного ответвления с корпусом (коллектором); в обязательном порядке проверяются равнопроходные и близкие к равнопроходным тройники, тройники байпасных линий, тупиковых (или временно неработающих) линий, а также тройники, расположенные вблизи неподвижных опор; **фланцы** (включая фланцевые разъемы арматуры). В обязательном порядке контролируются фланцы, расположенные вблизи неподвижных опор, в том числе соблюдение правильной геометрии (отсутствие деформаций) фланца, а также зона сварного соединения в целях обнаружения трещин и недопустимых дефектов сварки в виде подрезов, ослабления катета шва, чрезмерного снижения радиуса перехода от шва к основному металлу, а также проверяют укомплектованность фланцев болтами, достаточность длины болтов и соответствие их диаметра проекту.

заглушки (доньшки) любой конструкции. Проверяется отсутствие прогиба (выпучивания) заглушки и качество сварного соединения;

линзовые компенсаторы. Контролируется качество поверхности линз и сварных соединений, проверяется укомплектованность стяжных устройств (при их наличии), обращается внимание на состояние ребер жесткости стяжных устройств и на конструктивные зазоры на стяжных шпильках.

резьбовые соединения на дренажах. Контроль проводится после разборки соединения; проверяется качество резьбы на предмет обнаружения трещин, срывов, выкрашивания, коррозионного износа резьбы. При необходимости для контроля используются резьбовые калибры;

прямые участки трубопроводов. Проверяется отсутствие или наличие заземлений трубопровода, в том числе в горячем (рабочем) состоянии, в местах прохода трубопровода через стенки зданий, площадки, вблизи колонн и ферм несущих металлоконструкций;

сварные соединения (стыковые и угловые) труб с коленами (гибами, отводами), тройниками, переходами, арматурой, компенсаторами, а также сварные швы заглушек, врезок в трубопровод и швы приварки фланцев, а также сварные соединения:

- неразрушающий контроль сварных соединений трубопроводов

- дефектоскопия сварных соединений трубопроводов в целях выявления внутренних дефектов (трещин, непроваров, пор, шлаковых включений и др.) проводится ультразвуковым (УЗК).

- дефектоскопия поверхности элементов трубопроводов

- дефектоскопию наружной поверхности трубопроводов с целью выявления и определения размеров и ориентации поверхностных и подповерхностных трещин, выходящих на поверхность расслоений и других дефектов в сварных соединениях и основном металле элементов трубопроводов следует выполнять методами ЦД, МПД. Контроль металла гибов трубопровода с целью выявления трещин и других дефектов (как правило, коррозионно-усталостного происхождения) на внутренней поверхности, следует выполнять методом ультразвукового контроля.

- дефектоскопия металла гибов методами МПД и УЗК проводится в установленном порядке.

- контроль поверхности трубопроводов проводится в местах, указанных в программе контроля, в которой отмечены те участки, где по результатам визуального контроля или анализа опыта эксплуатации возможно образование трещин или других дефектов, а также в местах выборок трещин и ремонтных заварок.

- обязательному контролю методами ЦД или МПД, или ТВК подвергаются стыковые и угловые сварные соединения труб с литыми, коваными и штампованными деталями трубопроводов II категории наружным диаметром более 133 мм, работающих при температуре выше 400 °С. Контроль следует проводить на тех же соединениях, на которых выполняется проверка методами УЗК или РГК.

- обязательному контролю методами ЦД или ТВК подлежат композитные сварные соединения элементов трубопровода с наружным диаметром 76 мм и более. Контроль гибов трубопроводов проводится в целях выявления трещин и других недопустимых дефектов металла на внешней и внутренней поверхностях растянутой и нейтральных зон гибов.

- расположение контролируемых участков трубопровода и обнаруженных дефектов следует изображать на прилагаемой схеме (формуляре).

- неразрушающий контроль толщины стенки

- измерение толщины стенки проводят с целью определения количественных характеристик утонения стенки элементов трубопровода в процессе его эксплуатации. По результатам толщинометрии определяют скорость коррозионного или коррозионно-эрозионного износа стенок и устанавливают расчетом на прочность допустимый срок эксплуатации изношенных элементов или (и) уровень снижения рабочих параметров.

- толщину стенки следует измерять на участках (элементах) трубопровода, работающих в наиболее сложных условиях с точки зрения интенсивности коррозионно-эрозионного износа металла: коленах, тройниках, врезках, местах сужения трубопровода, перед арматурой и после нее, местах скопления жидкости (застойные зоны и дренажи), а также на участках интенсивного намокания изоляции или подтопления трубопровода. Расположение контрольных точек и объемы контроля толщины стенки элементов трубопровода, определяются программами контроля.

- **гибы (колена) трубопроводов.** Измерение толщины стенки на каждом гыбе выполняется в трех его сечениях: в центральном (ось симметрии в плоскости гыба) и еще в двух по разные стороны от него на расстоянии, составляющем приблизительно $1/3$ расстояния от центральной оси гыба до начала прямого участка.

- **тройники (за исключением кованных и литых) и врезки в трубопровод.** Объемы контроля определены программами В число контролируемых в первую очередь включают равнопроходные тройники и близкие к ним.;

- **переходы.** Контроль следует проводить на концевых цилиндрических частях переходов (с двух сторон) в четырех точках, расположенных примерно через 90° по окружности, одна из которых находится на нижней образующей. Для переходов с постоянной толщиной стенки допускается проводить измерения в центральном сечении. г) **корпуса арматуры** (кроме кованных и литых) начиная с D_u 150 мм;

- **плоские заглушки (доньшки) трубопроводов.** Измерения проводятся в центральной части заглушки и примерно посередине каждого из четырех радиусов, разнесенных примерно через 90° по окружности;

- **линзовые компенсаторы.** Контролируется толщина стенки линз не менее чем в четырех точках по окружности;

- **прямые участки трубопроводов.** Измерения толщины стенки на прямых участках трубопроводов следует проводить в местах поворотов трассы, сужений, врезок, в том числе дренажных отводов, в местах установки тройников, и арматуры, а также на байпасных, застойных или временно неработающих участках. Толщину стенки в местах установки гибов, переходов, врезок, тройников, компенсаторов и арматуры следует контролировать с обеих сторон от указанных элементов (узлов) на расстоянии не более пяти наружных диаметров трубы от линии стыка (сварного или разъемного) с данным элементом.

- **определение химического состава, механических свойств и структуры металла методами неразрушающего контроля или лабораторными исследованиями**

- исследования механических свойств и структуры металла следует проводить неразрушающими методами контроля, а в необходимых случаях

- на образцах, изготовленных из вырезок (проб) металла трубопровода.

- контроль твердости следует выполнять с помощью переносных приборов (твердомеров). Количество точек измерения твердости и их расположение должны быть указаны в программе диагностирования трубопровода.

- вырезку пробы из трубопровода допускается производить огневым способом с последующим удалением механическим способом слоя металла.

- химический состав определяется методами аналитического или спектрального анализа.

- механические свойства основного металла и сварных соединений на вырезках определяются по испытаниям образцов на растяжение и ударный изгиб в соответствии с требованиями действующих стандартов.

- **гидравлическое испытание трубопровода**

- гидравлическое испытание является завершающей операцией контроля трубопровода, осуществляемой с целью проверки плотности и прочности всех его элементов, работающих под давлением.

- гидравлическое испытание следует проводить при положительных результатах контроля или после устранения обнаруженных дефектов:

- температура воды должна быть не ниже 15°C ;

- значение пробного давления следует устанавливать в зависимости от разрешенных рабочих параметров (давления и температуры).

- анализ результатов контроля и проведение расчетов на прочность

- полученные по результатам контроля данные по геометрическим размерам, форме, свойствам металла элементов трубопровода следует сравнить с исходными (паспортными) данными, а выявленные отклонения размеров и формы, а также дефекты (коррозионные язвы, деформации, дефекты сварки и др.) сопоставить с нормами оценки качества.

- поверочный расчет на прочность с учетом всех нагружающих факторов, включая нагрузки от самокомпенсации и веса.

- поверочный расчет на прочность от действия внутреннего давления статической нагрузки.

- поверочный расчет на усталостную прочность (циклическую долговечность) Для оценки работоспособности и назначения срока дальнейшей эксплуатации трубопроводов II категории группы 2 следует выполнить расчет на усталостную прочность гибов трубопровода (диаметром 76 мм и более) с учетом воздействия на металл коррозионного фактора.

- УСТАНОВЛЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ, СРОКОВ И УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ

- возможность, сроки и условия дальнейшей эксплуатации трубопроводов определяют по результатам контроля и поверочных расчетов на прочность.

- трубопровод считается пригодным к дальнейшей эксплуатации, если по результатам его обследования подтверждается, что состояние основного и наплавленного металла удовлетворяет требованиям; коррозионный и эрозионный износ, а также изменения в состоянии трассы и геометрических размеров элементов трубопровода обеспечивают нормативные запасы прочности.

- ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ КОНТРОЛЯ

- заключение экспертизы промышленной безопасности по обобщению результатов контроля должно быть составлено по форме в виде технического отчета и включать в себя следующий текстовый материал:

- *ведение - краткая постановка задачи.*

- *основные сведения о контролируемом трубопроводе (конструкция, материалы и технология изготовления; условия эксплуатации):*

- наименование трубопровода (по функциональному назначению);

- дата окончания монтажа и ввода в эксплуатацию;

- рабочая среда;

- расчетные (проектные) технические характеристики (давление, температура);

- категория и группа трубопровода;

- краткая характеристика конструкции и технологии изготовления;

- основные размеры трубопровода (типоразмеры примененных труб);

- материалы основных элементов трубопровода;

- данные по сварке (выполненной монтажной организацией);

- сведения по термообработке сварных соединений;

- объемы, методы и результаты дефектоскопического контроля при монтаже (и изготовлении);

- сведения об эксплуатации (количество пусков-остановов и гидроиспытаний, данные о наличии циклической составляющей нагружения);

- сведения о реконструкции и ремонте (использованные марки сталей и сварочные материалы; объемы, методы и результаты дефектоскопического контроля).

- *результаты анализа технической документации:*

- краткая информация о сертификатах качества материалов,

используемых при изготовлении (если имеется), ремонте и реконструкции трубопровода с оценкой соответствия действующим правилам; - сводные данные по результатам предыдущих проверок освидетельствований; - причины, послужившие основанием для ремонта и реконструкции; - специфические особенности эксплуатации (если таковые имели место). - <i>программа контроля.</i> - <i>результаты обследования (текущего):</i> - сведения о дефектах, обнаруженных при наружном и внутреннем осмотрах; - данные о дефектах в сварных соединениях и дефектах в основном металле, обнаруженных методами неразрушающего контроля; - анализ результатов толщинометрии; - анализ результатов измерения твердости металла; - анализ результатов исследования механических свойств металла (если выполнялись), его химического состава и структуры (если таковые производились); - условия проведения и результаты гидроиспытаний. - <i>поверочный расчет на прочность.</i> Расчетом на прочность подтверждается возможность эксплуатации трубопровода, устанавливаются допустимые параметры его эксплуатации, а также определяется временной или (и) циклический ресурс его дальнейшей безопасной работы. - <i>выводы и рекомендации.</i> - по результатам выполненного обследования формулируются выводы и рекомендации с указанием возможности, условий и сроков дальнейшей эксплуатации трубопровода или объемов его ремонта.	
Грузоподъемные механизмы .	1 раз в 3 года
- организация, проводящая обследование, должна издать приказ о назначении персонального состава комиссии, которая будет проводить обследование грузоподъемных машин конкретного заказчика. В приказе следует указать Председателя комиссии, одновременно отвечающего за технику безопасности при проведении обследования, и членов комиссии. - акт сдачи-приемки кранового пути в эксплуатацию и предыдущий акт нивелировки путей (для грузоподъемных машин, перемещающихся по наземным или надземным рельсовым путям. - акт проверки сопротивления изоляции и заземления (при необходимости). - эксплуатационную документацию по грузоподъемной машине. - проект проведенного ремонта (реконструкции), а также сертификаты металла, использованного при проведении ремонта (реконструкции), если эти работы проводились. - справку о характере работ, выполняемых грузоподъемной машиной. - журнал технических обслуживаний (либо вахтенный журнал) с записями о проведенных технических обслуживаниях и текущих ремонтах. - акт о результатах проведенного обследования с заключением о возможности дальнейшей эксплуатации может быть выдан только на грузоподъемную машину, находящуюся в работоспособном состоянии и выдержавшую статические и динамические испытания. Обследование грузоподъемных машин должно включать следующие виды работ: - проверка выполненных владельцем грузоподъемной машины работ. - ознакомление с документацией грузоподъемной машины, представленной владельцем . - проверка состояния металлических конструкций.	

- | | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> - проверка состояния механизмов, канатно-блочной системы и др. узлов. - проверка состояния электро-, гидрооборудования. - проверка состояния приборов безопасности. - проверка состояния рельсовых путей (для кранов и тележек, передвигающихся по рельсам). - проверка химического состава и механических свойств металла несущих элементов металлических конструкций. - составление ведомости дефектов. - статические и динамические испытания крана. - оценка остаточного ресурса. - оформление результатов обследования. | |
|--|--|

Примечания.

- если при выполнении комиссией, проводящей обследование, будет выявлено отсутствие у владельца грузоподъемной машины документов, данные работы организацией, проводящей обследование (при наличии у нее лицензий на соответствующий вид работ).

Требование к персоналу: Персонал должен иметь спецодежду, спецобувь, СИЗ, защитную каску, резиновые сапоги. Обучение в области промышленной безопасности, иметь группу по электробезопасности. С предоставлением протоколов и удостоверений по обучению. Так же персонал должен предоставить заключение по прохождению мед.осмотра в условиях –

- Углеродные пыли с содержанием свободного диоксида свободного кремния от 5 до 10%;
- Работы, связанные с подъемом на высоту;
- Производственный шум