

**Типовое техническое задание**  
на проведение технической диагностики резервуара вертикального стального РВС

**1. Объект проведения диагностических работ.**

Регион: **Восточный**

Тип резервуара: **РВС – 2500, РВС – 400, РВС – 300**

**2. Требования к выполнению технической диагностики.**

2.1 Срок технической диагностики:

начало - не позднее 20 дней после подписания Договора

2.2 Продолжительность технической диагностики: по согласованному плану - графику

2.3 Вид технической диагностики: частичная и полная диагностика резервуара

**3. Требования к подрядной организации, проводящей техническую диагностику**

Диагностическая организация должна иметь:

- разрешение (аттестат аккредитации, лицензию) на проведение работ по технической диагностике и контролю, полученное в государственных уполномоченных органах Республики Казахстан в установленном порядке;
- нормативно-техническую документацию по технической диагностике;
- сертифицированное и поверенное в установленном порядке оборудование, необходимое для проведения технической диагностики;
- техническое оснащение, обеспечивающее доступ персонала для проведения работ по технической диагностике в любой точке резервуара;
- необходимые средства для выполнения работ по технической диагностике;
- обученных и аттестованных в соответствии с СТ РК ISO 9712-2014 специалистов;
- аттестат на проведение экспертизы промышленной безопасности и экспертов, прошедших аттестацию в установленном порядке.

Лаборатория неразрушающего контроля организации, выполняющей работы по технической диагностике резервуаров, должна быть аттестована в соответствии с СТ РК 1041-2001.

**Частичная диагностика РВС** в объеме типовой программы, в соответствии с РД 08-95-95 («Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов»), СА-03-008-08 (Стандарт ассоциации Ростехэкспертиза. Резервуары вертикальные стальные сварные для нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование и анализ безопасности.) и ВРД КТК 08.08.2015 предусматривает выполнение следующих работ:

№ п/п	Виды работ
1.	Изучение технической, проектной документации, сбор и анализ имеющейся информации по эксплуатации резервуара, в т.ч. результаты замеров параметров системы ЭХЗ. Анализ конструктивных особенностей и условий эксплуатации. Определение наиболее нагруженных, работающих в наиболее тяжелых и сложных

	условиях элементов резервуара.
2.	Разработать в соответствии с РД 08-95-95, СА-03-008-08 и ВРД КТК 08.08.2015 и представить на согласование в Компанию «Программу проведения частичного диагностирования резервуара РВС». Все работы проводить без снятия теплоизоляции резервуара. Предусмотреть возможность проведения работ без снятия лакокрасочного покрытия металлоконструкций. При невозможности проведения работ без снятия лакокрасочного покрытия, предусмотреть его восстановление после завершения работ.
3.	Выполнение натурного обследования конструкций и элементов РВС согласно РД 08-95-95 и СА-03-008-08. Инструментальный замер в доступных местах геометрических параметров сварных швов (заводских и монтажных) с помощью шаблонов, с целью выявления наружных дефектов: несоответствия размеров швов требованиями СНиП, ГОСТ и проекта, трещин всех видов и направлений, наплывов, подрезов, прожогов, пористости, отсутствия плавных переходов от одного сечения к другому.
4.	Нивелирование наружного контура днища.
5.	Проверка состояния люков и патрубков на стенке и крыше резервуара, ПРП. Контроль герметичности сварного соединения стенки с днищем резервуара (уторный шов) с использованием УЗК и методов капиллярной дефектоскопии (вакуумного контроля). Проверка состояния антикоррозийной защиты снаружи резервуара. Проверка состояния патрубков и трубопроводов. Проверка состояния основания (фундамента) резервуара и его элементов. Проверка состояния кольцевой лестницы, места крепления кольцевой лестницы к стенке, площадок, переходов, ограждений, обеспечивающих безопасность работы персонала. Измерение толщин поясов стенки, крыши резервуара. Измерение твердости основного металла и сварных соединений переносным твердомером.
6.	По результатам проведенных обследований согласно п.3 РД 08-95-95 и СА-03-008-08 выполнить дополнительные обследования, контроль неразрушающими методами дефектоскопии: - ультразвуковая толщинометрия и сканирование элементов, конструкций РВС, а также ультразвуковой контроль сварных соединений; - электрометрическое обследование РВС (заземление); - проверка работы оборудования ЭХЗ.
7.	Контроль технического состояния и заключения о работоспособности сооружений, элементов, вспомогательных систем РВС, в т.ч. контроля уровня, электрообогрева и др.
8.	Оформление технического отчёта в соответствии с РД 08-95-95 и РД 153-112-017-97, который должен содержать следующее: - сведения об объекте диагностирования; - основные проектные сведения и информация, касающаяся изготовления, монтажа; - сведения по эксплуатации РВС; - расчетные данные; - результаты обследований; - графические материалы; - дефектную ведомость с указанием всех выявленных дефектов и их координат, и рекомендации по ремонту выявленных дефектов. Представляется и в графическом виде (в виде развертки РВС); - расчет остаточного ресурса безопасной эксплуатации элементов резервуара; - расчет максимально допустимых уровней взлива продукта; - выводы по результатам обследования и рекомендации по условиям дальнейшей надежной эксплуатации РВС. - экспертное заключение о техническом состоянии резервуара в соответствии с требованиями по обеспечению промышленной безопасности.

**Полная диагностика РВС** в объёме типовой программы, в соответствии с РД 08-95-95 («Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов»), СА-03-008-08 (Стандарт ассоциации Ростехэкспертиза. Резервуары вертикальные стальные сварные для нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование и анализ безопасности.) и ВРД КТК 08.08.2015 предусматривает выполнение следующих работ:

№ п/п	Виды работ
1	Изучение технической, проектной документации, сбор и анализ имеющейся информации по эксплуатации резервуара, в т.ч. результаты замеров параметров системы ЭХЗ. Анализ конструктивных особенностей и условий эксплуатации. Определение наиболее нагруженных, работающих в наиболее тяжелых и сложных условиях элементов резервуара.
2	Разработать в соответствии с РД 08-95-95, СА-03-008-08 и ВРД КТК 08.08.2015 и представить на согласование в Компанию «Программу проведения полного диагностирования резервуара пожарного запаса воды РВС». Все работы проводить без снятия теплоизоляции, внутри резервуара. Предусмотреть возможность проведения работ без снятия лакокрасочного покрытия металлоконструкций. При невозможности проведения работ без снятия лакокрасочного покрытия, предусмотреть его восстановление после завершения работ.
3	Выполнение натурного обследования конструкций и элементов РВС согласно РД 08-95-95 и СА-03-008-08. Инструментальный замер геометрических параметров на всем протяжении сварных швов (заводских и монтажных) с помощью шаблонов, с целью выявления наружных дефектов: несоответствия размеров швов требованиями СНиП, ГОСТ и проекта, трещин всех видов и направлений, наплывов, подрезов, прожогов, пористости, отсутствия плавных переходов от одного сечения к другому.
4	Измерение геометрической формы элементов резервуара: отклонений, образующих стенки от вертикали на уровне верха каждого пояса, местных отклонений от проектной формы (вмятин, выпучин). Нивелирование наружного контура днища, нивелирование днища внутри резервуара.
5	Контроль герметичности монтажных сварных соединений днища, крыши и сварного соединения стенки с днищем резервуара (уторного узла) с использованием методов капиллярной дефектоскопии (вакуумного контроля). Проверка состояния антикоррозийной защиты снаружи и изнутри резервуара. Проверка состояния патрубков и трубопроводов. Проверка состояния основания (фундамента) и отмостки резервуара и его элементов. Проверка состояния кольцевой лестницы, места крепления кольцевой лестницы к стенке, площадок, переходов, ограждений, обеспечивающих безопасность работы персонала. Проверка состояния патрубков и трубопроводов. Измерение толщин поясов стенки, днища и крыши резервуара. Сканирование толщины нижнего участка стенки резервуара. Измерение твердости основного металла и сварных соединений переносным твердомером. Магнитное сканирование днища методом рассеяния магнитного потока (MFL) прибором Silverwing FloorMap 3D или Rosen.
6	По результатам проведённых обследований согласно п.3 РД 08-95-95 и СА-03-008-08 выполнить дополнительные обследования, контроль неразрушающими методами дефектоскопии: <ul style="list-style-type: none"> <li>- контроль резервуаров методом магнитной памяти металла (обязательный контроль сварных соединений 1 и 2 пояса);</li> <li>- ультразвуковая толщинометрия и сканирование элементов, конструкций РВС, а также ультразвуковой контроль сварных соединений;</li> <li>- электрометрическое обследование РВС (заземление, молниезащита, электрохимическая защита).</li> </ul>

7	Контроль технического состояния и заключения о работоспособности сооружений, элементов, вспомогательных систем РВС, в т.ч. контроля уровня, электрообогрева и др.
8	<p>Оформление технического отчёта в соответствии с РД 08-95-95 и РД 153-112-017-97, который должен содержать следующее:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- сведения об объекте диагностирования;</li> <li>- основные проектные сведения и информация, касающаяся изготовления, монтажа;</li> <li>- сведения по эксплуатации РВС;</li> <li>- расчет стенки на прочность и устойчивость;</li> <li>- определение срока безопасной эксплуатации резервуара по скорости коррозии, цикличности нагружений и уровней разлива;</li> <li>- определение срока безопасной эксплуатации резервуара по характеристикам сварных швов;</li> <li>- графические материалы;</li> <li>- дефектную ведомость с указанием всех выявленных дефектов и их координат, и рекомендации по ремонту выявленных дефектов. Представляется и в графическом виде (в виде развертки РВС);</li> <li>- расчет остаточного ресурса безопасной эксплуатации элементов резервуара;</li> <li>- расчет максимально допустимых уровней разлива продукта;</li> <li>- выводы по результатам обследования и рекомендации по условиям дальнейшей надежной эксплуатации РВС.</li> <li>- экспертное заключение о техническом состоянии резервуара в соответствии с требованиями по обеспечению промышленной безопасности.</li> </ul> <p>В отчете должны быть указаны возможность, сроки и условия дальнейшей безопасной эксплуатации резервуара, необходимость, сроки и виды следующей технической диагностики, назначен гарантированный срок безопасной эксплуатации для каждой конструкции с указанием в дефектной ведомости следующих данных:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- возможность и условия дальнейшей эксплуатации в соответствии с критериями оценки;</li> <li>- гарантированный срок безопасной эксплуатации для конструкций резервуара, имеющих дефекты;</li> <li>- гарантированный срок безопасной эксплуатации для резервуара в целом.</li> </ul>

#### 4. Требования к срокам выполнения, количеству и форме технических отчетов по результатам технической диагностики.

1. Сроки предоставления отчетов:
  - предварительный отчет с выявленными дефектами и рекомендации по ремонту выявленных дефектов не более 5 дней после окончания полевых работ;
  - окончательный отчет и все материалы по диагностированию: не более 20 дней после окончания технической диагностики.
2. Количество предоставляемых экземпляров отчета:
  - на бумажном носителе – 3 экз.;
  - в сканированном виде на флэш-носителе – 2 экз.

**Зам. менеджера по Э и ТО АО «КТК-К»**

**Ведущий инженер по Э и ТО резервуаров и других емкостей АО «КТК-К»**




**Р.Г. Уалиев**

**К.К. Джуламанов**

**Типовое техническое задание**  
на проведение технической диагностики  
вертикального стального резервуара с плавающей крышей РВСПК

**1. Объект проведения диагностических работ.**

Регион: **Восточный**

Тип резервуара: **РВСПК – 20000**

**2. Требования к выполнению технической диагностики.**

2.1 Срок технической диагностики:

начало - не позднее 20 дней после подписания Договора

2.2 Продолжительность технической диагностики: по согласованному плану - графику

2.3 Вид технической диагностики: частичная и полная диагностика резервуара

**3. Требования к подрядной организации, проводящей техническую диагностику**

Диагностическая организация должна иметь:

- разрешение (аттестат аккредитации, лицензию) на проведение работ по технической диагностике и контролю, полученное в государственных уполномоченных органах Республики Казахстан в установленном порядке;
- нормативно-техническую документацию по технической диагностике;
- сертифицированное и поверенное в установленном порядке оборудование, необходимое для проведения технической диагностики;
- техническое оснащение, обеспечивающее доступ персонала для проведения работ по технической диагностике в любой точке резервуара;
- необходимые средства для выполнения работ по технической диагностике;
- обученных и аттестованных в соответствии с СТ РК ISO 9712-2014 специалистов;
- аттестат на проведение экспертизы промышленной безопасности и экспертов, прошедших аттестацию в установленном порядке.

Лаборатория неразрушающего контроля организации, выполняющей работы по технической диагностике резервуаров, должна быть аттестована в соответствии с СТ РК 1041-2001.

**Частичная диагностика РВСПК** в объёме типовой программы, в соответствии с РД 08-95-95 («Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов»), СА-03-008-08 (Стандарт ассоциации Ростехэкспертиза. Резервуары вертикальные стальные сварные для нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование и анализ безопасности.) и ВРД КТК 08.08.2015 предусматривает выполнение следующих работ:

№ п/п	Виды работ
1	Изучение технической, проектной документации, сбор и анализ имеющейся информации по эксплуатации резервуара, в т.ч. результаты замеров параметров системы ЭХЗ. Анализ конструктивных особенностей и условий эксплуатации. Определение наиболее нагруженных, работающих в наиболее тяжелых и сложных условиях элементов резервуара.
2	Разработать в соответствии с РД 08-95-95, СА-03-008-08 и ВРД КТК 08.08.2015 и представить на согласование в Компанию «Программу проведения частичного

	<p>диагностирования нефтяного резервуара РВСПК-20000 м<sup>3</sup>». Предусмотреть возможность проведения работ без снятия лакокрасочного покрытия металлоконструкций. При невозможности проведения работ без снятия лакокрасочного покрытия, предусмотреть его восстановление после завершения работ.</p>
3	<p>Выполнение натурального обследования конструкций и элементов РВСПК-20000 м<sup>3</sup> согласно РД 08-95-95 и СА-03-008-08. Инструментальный замер геометрических параметров на всем протяжении сварных швов (заводских и монтажных) с помощью шаблонов, с целью выявления наружных дефектов: несоответствия размеров швов требованиями СНиП, ГОСТ и проекта, трещин всех видов и направлений, наплывов, подрезов, прожогов, пористости, отсутствия плавных переходов от одного сечения к другому.</p>
4	<p>Измерение геометрической формы элементов резервуара: отклонений, образующих стенки от вертикали на уровне верха каждого пояса, отклонений наружного кольцевого листа и отклонения от вертикали направляющих, местных отклонений от проектной формы (вмятин, выпучин). Нивелирование наружного контура днища, нивелирование плавающей крыши, измерение расстояния между плавающей крышей и стенкой резервуара.</p>
5	<p>Проверка состояния уплотнений между плавающей крышей и стенкой резервуара, между направляющими и плавающей крышей. Проверка состояния элементов затворов. Проверка состояния направляющей плавающей крыши, люки, патрубки на стенке и крыше резервуара, ПРП. Контроль герметичности монтажных сварных соединений плавающей крыши и сварного соединения стенки с днищем резервуара (уторный шов) с использованием УЗК и методов капиллярной дефектоскопии (вакуумного контроля). Проверка состояния антикоррозийной защиты снаружи резервуара. Проверка состояния опорных стоек, патрубков и трубопроводов. Проверка состояния основания (фундамента) и отмостки резервуара и его элементов (задвигек, ПРП). Проверка состояния системы отвода ливневых стоков, канализационных колодцев, обвалований. Проверка состояния кольцевой лестницы, катучей лестницы, площадок, переходов, постоянных переездов, ограждений, обеспечивающих безопасность работы персонала. Измерение толщин поясов стенки, наружной части окрайки днища и плавающей крыши резервуара. Сканирование толщины нижнего участка стенки резервуара. Измерение твердости основного металла и сварных соединений переносным твердомером.</p>
6	<p>По результатам проведенных обследований согласно п.3 РД 08-95-95 и СА-03-008-08 выполнить дополнительные обследования, контроль неразрушающими методами дефектоскопии:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- контроль резервуаров методом магнитной памяти металла (обязательный контроль сварных соединений 1 и 2 пояса);</li> <li>- ультразвуковая толщинометрия и сканирование элементов, конструкций РВСПК, а также ультразвуковой контроль сварных соединений;</li> <li>- проверка состояния плавающей крыши;</li> <li>- электрометрическое обследование РВСПК (заземление, молниезащита);</li> <li>- проверка работы оборудования ЭХЗ.</li> </ul>
7	<p>Контроль технического состояния и заключения о работоспособности сооружений, элементов, вспомогательных систем РВСПК, в т.ч. промышленной канализации, системы пожаробнаружения, пожаротушения и охлаждения, контроля уровня, размыва донных отложений и др.</p>
8	<p>Оформление технического отчёта в соответствии с РД 08-95-95 и РД 153-112-017-97, который должен содержать следующее:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- сведения об объекте диагностирования;</li> <li>- основные проектные сведения и информация, касающаяся изготовления, монтажа;</li> <li>- сведения по эксплуатации РВСПК;</li> <li>- расчетные данные;</li> </ul>

<ul style="list-style-type: none"> <li>- результаты обследований;</li> <li>- графические материалы;</li> <li>- дефектную ведомость с указанием всех выявленных дефектов и их координат, и рекомендации по ремонту выявленных дефектов. Представляется и в графическом виде (в виде развертки РВСПК);</li> <li>- расчет остаточного ресурса безопасной эксплуатации элементов резервуара;</li> <li>- расчет максимально допустимых уровней взлива продукта;</li> <li>- выводы по результатам обследования и рекомендации по условиям дальнейшей надежной эксплуатации РВСПК.</li> <li>- экспертное заключение о техническом состоянии резервуара в соответствии с требованиями по обеспечению промышленной безопасности.</li> </ul>
--

**Полная диагностика РВСПК** в объеме типовой программы, в соответствии с РД 08-95-95 («Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов»), СА-03-008-08 (Стандарт ассоциации Ростехэкспертиза. Резервуары вертикальные стальные сварные для нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование и анализ безопасности.) и ВРД КТК 08.08.2015 предусматривает выполнение следующих работ:

№ п/п	Виды работ
1	Изучение технической, проектной документации, сбор и анализ имеющейся информации по эксплуатации резервуара, в т.ч. результаты замеров параметров системы ЭХЗ. Анализ конструктивных особенностей и условий эксплуатации. Определение наиболее нагруженных, работающих в наиболее тяжелых и сложных условиях элементов резервуара.
2	Разработать в соответствии с РД 08-95-95, СА-03-008-08 и ВРД КТК 08.08.2015 и представить на согласование в Компанию «Программу проведения полного диагностирования нефтяного резервуара РВСПК-20000 м <sup>3</sup> ».
3	Выполнение натурального обследования конструкций и элементов РВСПК-20000 м <sup>3</sup> согласно РД 08-95-95 и СА-03-008-08. Инструментальный замер геометрических параметров на всем протяжении сварных швов (заводских и монтажных) с помощью шаблонов, с целью выявления наружных дефектов: несоответствия размеров швов требованиями СНиП, ГОСТ и проекта, трещин всех видов и направлений, наплывов, подрезов, прожогов, пористости, отсутствия плавных переходов от одного сечения к другому.
4	Измерение геометрической формы элементов резервуара: отклонений, образующих стенки от вертикали на уровне верха каждого пояса, отклонений наружного кольцевого листа и отклонения от вертикали направляющей, местных отклонений от проектной формы (вмятин, выпучин). Нивелирование наружного контура днища, нивелирование плавающей крыши, днища внутри резервуара, измерение расстояние между плавающей крыши и стенкой резервуара.
5	Проверка состояния направляющей плавающей крыши, шарнирный узел опорной фермы катучей лестницы, люки, патрубки на стенке и крыше резервуара, коробка и отсеки плавающей крыши, ПРП, зумпф, дыхательные и предохранительные клапана. Проверка состояния опорных стоек и накладок на днище, патрубков и трубопроводов. Измерение толщин поясов стенки, днища и плавающей крыши резервуара. Сканирование толщины нижнего участка стенки резервуара. Измерение твердости основного металла и сварных соединений переносным твердомером. Магнитное сканирование центральной части днища методом рассеяния магнитного потока (MFL) прибором марки Silverwing (FloorMap 3D) или Rosen. Электрометрическое обследование РВСПК (заземление, молниезащита). Проверка работы оборудования ЭХЗ. Контроль горизонтальных и вертикальных сварных швов стенки, монтажных сварных соединений днища, плавающей крыши и сварного соединения стенки с

	<p>днищем резервуара (окрайка внутренняя и внешняя часть, уторный шов), швы сопряжения центральной части днища с листами окрайки днища, в объеме:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- все сварные швы резервуара должны быть проконтролированы в объеме 100% методом ВИК;</li> <li>- контроль методом магнитной памяти металла сварных соединений 1 и 2 пояса в объеме 100%;</li> <li>- контроль ультразвуковым методом вертикальных сварных соединений в поясах 1-2 – 50%, остальные пояса – 5 % (при выборе зон контроля преимущество следует отдавать местам пересечения швов);</li> <li>- контроль ультразвуковым методом горизонтальных сварных соединений между поясами 1-2 – 10%, поясами 2-3 – 5 %, поясами 3-4 – 2 %, остальные пояса – при необходимости (при выборе зон контроля преимущество следует отдавать местам пересечения швов);</li> <li>- центральная часть днища - контроль соединений вакуумным методом в объеме 25 %;</li> <li>- стыковые соединения окрасок - 100 %-ный ультразвуковой контроль;</li> <li>- уторный узел стенки - 100 %-ный контроль внутреннего углового шва уторного узла стенки капиллярным методом или магнитопорошковым.</li> </ul>
6	<p>Проверка состояния антикоррозийного покрытия наружной и внутренней поверхности резервуара и трубопроводов. Проверка состояния уплотнений между плавающей крышей и стенкой резервуара, между направляющей и плавающей крышей. Проверка состояния элементов затворов. Проверка состояния основания (фундамента) и отстойки резервуара и его элементов (затворов, ПРП). Проверка состояния системы отвода ливневых стоков, канализационных колодцев, обвалований, постоянных переездов, переходов. Определение вместимости каре резервуара. Проверка состояния кольцевой лестницы, катушек лестницы, площадок, переходов, ограждений, обеспечивающих безопасность работы персонала.</p>
7	<p>Контроль технического состояния и заключения о работоспособности сооружений, элементов, вспомогательных систем РВСПК, в т.ч. промышленной канализации, колодцы системы контроля протечек, системы пожаробнаружения, пожаротушения и охлаждения, размыва донных отложений и др.</p>
8	<p>Оформление технического отчёта в соответствии с РД 08-95-95 и РД 153-112-017-97, который должен содержать следующее:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- сведения об объекте диагностирования;</li> <li>- основные проектные сведения и информация, касающаяся изготовления, монтажа;</li> <li>- сведения по эксплуатации РВСПК;</li> <li>- расчет стенки на прочность и устойчивость;</li> <li>- определение срока безопасной эксплуатации резервуара по скорости коррозии, цикличности нагрузжений и уровней залива;</li> <li>- определение срока безопасной эксплуатации резервуара по характеристикам сварных швов;</li> <li>- графические материалы;</li> <li>- дефектную ведомость с указанием всех выявленных дефектов и их координат, и рекомендации по ремонту выявленных дефектов. Представляется и в графическом виде (в виде развертки РВСПК);</li> <li>- расчет остаточного ресурса безопасной эксплуатации элементов резервуара;</li> <li>- расчет максимально допустимых уровней залива продукта;</li> <li>- выводы по результатам обследования и рекомендации по условиям дальнейшей надежной эксплуатации РВСПК.</li> <li>- экспертное заключение о техническом состоянии резервуара в соответствии с требованиями по обеспечению промышленной безопасности.</li> </ul> <p>В отчете должны быть указаны возможность, сроки и условия дальнейшей безопасной эксплуатации резервуара, необходимость, сроки и виды следующей технической диагностики, назначен гарантированный срок безопасной</p>

эксплуатации для каждой конструкции с указанием в дефектной ведомости следующих данных: - возможность и условия дальнейшей эксплуатации в соответствии с критериями оценки; - гарантированный срок безопасной эксплуатации для конструкций резервуара, имеющих дефекты; - гарантированный срок безопасной эксплуатации для резервуара в целом.
---

### **3. Требования к срокам выполнения, количеству и форме технических отчетов по результатам технической диагностики.**

#### **1. Сроки предоставления отчетов:**

- предварительный отчет с выявленными дефектами и рекомендации по ремонту выявленных дефектов не более 5 дней после окончания полевых работ.
- окончательный отчет и все материалы по диагностированию: не более 20 дней после окончания технической диагностики.

#### **2. Количество предоставляемых экземпляров отчета:**

- на бумажном носителе - 3 экз.
- в сканированном виде на флэш-носителе – 2 экз.

**Зам. менеджера по Э и ТО АО «КТК-К»**

**Ведущий инженер по Э и ТО  
резервуаров и других емкостей АО «КТК-К»**

  


**Р.Г. Уалиев**

**К.К. Джуламанов**

«УТВЕРЖДАЮ»

Менеджер по Э и ТО ВР

 В.В. Мирошниченко

« 15 » \_\_\_\_\_ 12 \_\_\_\_\_ 2022г.

**Типовое техническое задание  
на проведение технического диагностирования (ревизии) технологических трубопроводов  
(нефтепроводы, газопроводы) НПС и объектов ЛЧ, Экспертиза промышленной безопасности  
с Учетом Факторов Риска» (ИУФР) на объектах АО «КТК-К».**

№ п/п	Основные сведения и требования	Содержание основных требований и сведений
1	Наименование объектов	НПС «Тенгиз», НПС «Атырау», НПС «Исатай», НПС «Курмангазы», объекты линейной части нефтепроводной системы КТК 0 км – 452 км.
2	Географическое положение объектов	Атырауская область, Жылыойский район, НПС «Тенгиз» - <u>334 км от г.Атырау</u> ; г. Атырау, НПС «Атырау» - <u>5км от г.Атырау</u> ; Исатайский р-н, НПС «Исатай» - <u>100км от г.Атырау</u> ; Курмангазинский р-н, НПС «Курмангазы» - <u>200км от г.Атырау</u> ; Объекты линейной части нефтепроводной системы КТК 0-452км: Участок линейной части 0-130км. Участок линейной части 130-292км. Участок линейной части 292-452км
3	Основание для технического диагностирования (ревизии) технологических трубопроводов НПС	Закон РК от 11 апреля 2014 года № 188-V «О гражданской защите»; «Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации магистральных трубопроводов» от 30.12.2014г. №354.; Обеспечение безопасности, определения фактического технического состояния внутривысотных технологических трубопроводов НПС, возможности их дальнейшей эксплуатации на проектных технологических режимах, для расчета допустимого давления.
4	Заказчик	АО «Каспийский трубопроводный консорциум-Казахстан»
5	Требования к Подрядчику	Наличие аттестата на право проведения работ в области промышленной безопасности, выданного уполномоченным органом РК в области промышленной безопасности, с указанием отрасли промышленности; Наличие штатных экспертов, аттестованных на проведение экспертизы промышленной безопасности в установленном порядке; Наличие квалифицированного и аттестованного персонала с действующими удостоверениями о проверке знаний, необходимых для проведения работ: Требований промышленной безопасности, правил и норм по безопасности и охране труда, в объеме пожарно-технического минимума Наличие собственного специализированного оборудования и приборов с предоставлением действующих сертификатов о проверке для выполнения объема работ согласно настоящего технического задания; Наличие квалифицированного и обученного персонала по проведению анализа газовоздушной среды с соответствующими газоанализаторами, для работ в газоопасных местах.

6	Требования к программе	Разработать и согласовать с Заказчиком, для каждого НПС отдельно, программы технического диагностирования (ревизии) технологических трубопроводов НПС, в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.
7	Оборудование	Внутриплощадочные трубопроводы (нефтепроводы, газопроводы) НПС «Тенгиз», НПС «Атырау», НПС «Исатай», НПС «Курмангазы», объектов ЛЧ нефтепроводной системы КТК 0 км – 452 км. Перечень и данные по трубопроводам, подлежащих техническому диагностированию (ревизии) приведены в приложение 1.
8	Объем и виды работ	<p>Комплексное техническое диагностирование (ревизии) технологических трубопроводов НПС, в объеме разработанной программы и в соответствии с требованиями действующих нормативных документов предусматривает выполнение следующих работ:</p> <p><b>1. Подготовительные работы</b></p> <p>1.1. Используя исходные данные, предоставленные Заказчиком, разработать и согласовать ППР (программу технического диагностирования (ревизии) трубопроводов) и график выполнения работ с Заказчиком. При необходимости Исполнитель может письменно запросить у Заказчика дополнительные исходные данные. Ответственность за достоверность исходных данных несет Заказчик;</p> <p>1.2. Оформление и получение всех разрешительных документов установленной формы у Заказчика на право производства работ.</p> <p>1.3. Согласование методик диагностики, контроля, исследований и испытаний, а также закупка/изготовление всего необходимого оборудования, приборов, приспособлений и материалов для производства работ;</p> <p><b>2. Основные работы</b></p> <p>2.1. Изучение технической документации (проектно-исполнительной, эксплуатационной документации) на объект технического диагностирования, в том числе и отчеты предыдущего технического диагностирования;</p> <p>2.2. По результатам изучения технической документации должно устанавливаться:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- соответствие такой документации требованиям технических правил и качество ее ведения;</li> <li>- изменение состояния трубопроводов за истекший период эксплуатации.;</li> </ul> <p>2.3. Для обобщения сведений о техническом состоянии трубопроводов составляется его карта-схема в масштабе, удобном для нанесения необходимых отметок: На карту-схему должны быть нанесены:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- схема расположения трубопроводов со сквозным делением протяженности в метрах, начиная от начала трубопровода до его конца, расстояниями до осей врезок, ответвлений, поворотов, расстояниями до опор/подвесок и запорно-регулирующей арматуры, с привязкой всех существующих пикетов/КМ отметок к расстоянию от начала трассы и указанием мест базовых шурфов;</li> <li>- места расположения всех сооружений/конструкций на трубопроводе, включая запорную арматуру, контрольно-измерительные приборы, контрольно-измерительные пункты, станции катодной защиты, ремонтные конструкции, патрубки, кожухи и т.п.</li> <li>- места пересечения трубопровода со всеми коммуникациями с указанием взаимного положения;</li> </ul> <p>2.4. Визуальный и измерительный контроль:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Контроль поверхности трубопроводов;</li> <li>- Осмотр состояние опор, фундаментов, подвесок опор;</li> <li>- Состояние тепловой изоляции;</li> <li>- Оценка состояния антикоррозионного покрытия:</li> <li>- определение сплошности защитного покрытия;</li> <li>- определение толщины слоя защитного покрытия;</li> <li>- определение адгезии (при применении полимерных или битумных защитных покрытий);</li> <li>- Контроль основного металла, стыков, попавших в зону контрольной точки.</li> </ul>

Геодезический контроль:

2.5. Геодезический контроль:

- Определение высотных отметок фундаментов, опор, трубопроводов;
- Съемка ситуационного плана трассы трубопровода.

2.6. Работы, выполняемые в контрольных точках на надземных трубопроводах:

- Визуальный и измерительный контроль;
- Ультразвуковая толщинометрия основного металла трубопровода;
- Обследование с применением технологии направленных длинноволнового и коротковолнового ультразвукового контроля тела трубопровода;
- Определение предела прочности и твердости основного металла трубопровода по шкале Бринелля;
- Магнитометрический контроль сварных швов в контрольных точках;
- Контроль методом цветной дефектоскопии;
- Ультразвуковая дефектоскопия сварного шва при попадании его в контрольную точку по результатам визуального, измерительного и магнитометрического контроля;

2.7. Расчет остаточного ресурса трубопровода по минимальной вероятной толщине стенки труб по результатам диагностики;

2.8. Экспертиза промышленной безопасности с Учетом Факторов Риска» (ИУФР).

**3. Заключительные работы**

Оформление результатов обследования:

3.1. В заключительные работы входит камеральный этап, в который, после окончания полевых работ, производится оценка и анализ полученных данных технического диагностирования (ревизии). Итогом камеральных работ является предоставление исполнительной документации (технические отчеты по техническому диагностированию технологических трубопроводов НПС, внесение изменений в паспорта трубопроводов, рекомендации, акты и т.п.).

3.2. Технические отчеты по техническому диагностированию (ревизии) технологических трубопроводов НПС должны включать в себя следующие разделы:

- a) Введение.
- b) Информация об объекте диагностики.
- c) Краткая техническая характеристика технологических трубопроводов НПС, режим эксплуатации.
- d) Схемы (ситуационный план) трассы трубопроводов с привязкой мест шурфовки и нанесением мест дефектных участков трубопроводов.
- e) Данные о видах и датах аварий, отказов, описание проведенных ремонтов.
- f) Проектную и фактическую толщину стенки трубопроводов (3 значения) согласно исполнительной документации и сертификатов заводов-изготовителей.
- g) Данные о состоянии и типе изоляционного покрытия трубопроводов.
- h) Оценка состояния ЭХЗ трубопроводов.
- i) Данные о пересечениях трубопроводов с другими коммуникациями.
- j) Анализ проектной, исполнительной, эксплуатационной и других, представленных Заказчиком сведений об объекте.
- k) Результаты обследования:
  - Результаты визуального и измерительного контроля (ВИК).
  - Результаты обследования тела трубопроводов с применением технологии направленного длинноволнового ультразвукового контроля;
  - Результаты ультразвукового контроля (УЗК).
  - Результаты контроля проникающими веществами (ПВК, капиллярного).
  - Результаты магнитопорошкового контроля (МК).
  - Результаты измерения твердости металла по Бринеллю и Виккерсу.
  - Результаты измерений защитного потенциала трубопроводов «труба-земля» (поляризационного и суммарного).
  - Результаты проверки сплошности изоляционных покрытий, их толщины и адгезии к стальной поверхности трубопроводов.
  - Результаты дополнительного дефектоскопического контроля (ДДК).
  - Результаты определения срока следующего диагностического обследования.
  - Заключение Экспертизы промышленной безопасности с Учетом Факторов Риска» (ИУФР)
  - Дефектная ведомость с указанием координат дефектов на эскизах и чертежах, представляется в форме сводной таблицы, содержащей следующие позиции:
    - порядковый номер дефекта;

		<ul style="list-style-type: none"> <li>- местоположение дефекта (с привязкой к технологической схеме);</li> <li>- метод неразрушающего контроля, выявившего дефект;</li> <li>- угловое положение дефекта по окружности трубы;</li> <li>- описание дефекта;</li> <li>- толщина стенки трубы в районе дефекта;</li> <li>- допустимое рабочее давление в месте дефекта;</li> <li>- предельный срок эксплуатации дефекта;</li> <li>- рекомендуемый метод ремонта согласно ВРД КТК.</li> </ul> <p>В дефектную ведомость также должны быть включены места касаний трубы с защитными кожухами. К дефектной ведомости прилагаются схемы расположения дефектов, фотографии дефектов, обнаруженных при визуальном и измерительном контроле.</p> <p>м) Заключение по результатам диагностического обследования с указанием условий дальнейшей безопасной эксплуатации трубопроводов и сроков проведения следующего обследования.</p> <p>п) Оценка остаточного ресурса и долговечности трубопроводов по полученным данным.</p> <p>о) Перечень используемых терминов, определений и сокращений.</p> <p>р) Список использованных источников нормативных документов.</p>
9	Сроки выполнения работ	<p>Сроки выполнения работ:</p> <p>Начало работ – не позднее 10 рабочих дней после подписания наряд-заказов.</p> <p>Завершение работ – не позднее установленных сроков, указанных в наряд-заказах;</p> <p>Сроки предоставления отчетов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Предварительное заключение: не более рабочих 10 дней после завершения комплексного обследования на месте работ.</li> <li>• Экспертное заключение и все материалы по обследованию: не более 20 рабочих дней после окончания работ.</li> </ul>
10	Стадийность	Одностадийное
11	Требования к режиму безопасности	<p>В условиях действующего опасного производственного объекта.</p> <p>Строгое соблюдение норм и правил техники безопасности действующих в КТК и на территории Республики Казахстан, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Обеспечение всех работающих средствами индивидуальной защиты (спецодежда, спецобувь, защитные очки, каски);</li> <li>• Строгое соблюдение мер пожарной безопасности (недопущение использования сотовых телефонов, курения, за исключением специально отведенных мест;</li> <li>• Наличие обученного персонала и приборов для проведения газоанализа;</li> <li>• Выполнение всех видов работ с обязательным оформлением наряд-допусков согласно действующих инструкций Заказчика;</li> <li>• Соблюдение правил поведения и внутреннего распорядка на объектах КТК-К</li> </ul>
12	Особые условия	<p><b>Подрядчик должен обеспечить:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Разработку <u>для каждого НПС отдельно</u> и согласование с Заказчиком программы(ППР) технического диагностирования (ревизии) технологических трубопроводов НПС, обеспечивающей в том числе и безопасные методы работ на территории действующей НПС;</li> <li>• Разработку и согласование с Заказчиком графика выполнения работ;</li> <li>• Оформление технического отчета по техническому диагностированию, <u>отдельно для каждого НПС.</u></li> </ul> <p><b>Заказчик обеспечит:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Подготовку оборудования к проведению технического диагностирования (ревизии) технологических трубопроводов НПС.</li> <li>• Доступ к технической документации на объекты технического диагностирования.</li> </ul>
13	Режим работы	Односменный (в дневное время)

14	Материалы, предоставляемые Заказчиком	Техническая документация (проектно-исполнительная, эксплуатационная документация) на объекты технического диагностирования, в том числе и отчеты предыдущего технического диагностирования.
15	Количество экземпляров ПСД, выдаваемых Заказчику	Два экземпляра на бумажном носителе и один экземпляр на электронном носителе, на каждый НПС.

Приложения:

1. Данные по технологическим трубопроводам на объектах АО "КТК-К", подлежащих техническому диагностированию (ревизии).

Ведущий инженер-механик ВР



Г.Т. Ербулеков

Менеджер по ТО НПС ВР



М.К. Лукпанов

«УТВЕРЖДАЮ»

Менеджер по ЭиТО ВР

 В.В. Мирошниченко

« 15 \_» \_\_\_\_\_ 12 \_\_\_\_\_ 2022г.

**Техническое задание**  
для заключения рамочного контракта  
на проведение технического диагностирования, оценки технического состояния,  
продления срока эксплуатации и экспертизы промышленной безопасности  
технических устройств, здания и сооружения на объектах АО «КТК-К»

Разработано:	Отдел	Специалист
	ЭиТО ДЭ ВР	Лукпанов М.К.

2022 г.

## СОДЕРЖАНИЕ:

№	Содержание	Стр.
1	НАИМЕНОВАНИЕ ЗАДАНИЯ	3
2	ОБЪЕКТЫ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ	3
3	СРОКИ ОКАЗАНИЯ УСЛУГ ПО РАМОЧНОМУ КОНТРАКТУ	3
4	ПРЕДМЕТ ОКАЗАНИЯ УСЛУГ	3
5	ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ	4
6	ТРЕБОВАНИЯ К ИСПОЛНИТЕЛЮ	4
7	ОБЯЗАННОСТИ ИСПОЛНИТЕЛЯ	4
8	ПОРЯДОК ОФОРМЛЕНИЯ НАРЯД ЗАКАЗОВ НА ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ	4
9	ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТАЦИИ И ОТЧЕТНОСТИ	5
10	ТРЕБОВАНИЯ ОТ, ПБ И ООС	5
11	НОРМАТИВНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ	6

## **1. НАИМЕНОВАНИЕ ЗАДАНИЯ**

Данное Техническое задание разработано для получения технико-коммерческих предложений от потенциальных контрагентов АО «КТК-К» на заключение рамочного контракта для оказания услуг по проведению частичных и полных технических диагностировании резервуаров, технических диагностировании(ревизии) технологических нефтепроводов, технических освидетельствовании сосудов, работающих под давлением, обследовании технического состояния зданий и сооружений, обследования крановых путей ГПМ, экспертизы промышленной безопасности технических устройств, оборудования и сооружений, отработавших нормативный срок службы на объектах АО «КТК-К».

## **2. ОБЪЕКТЫ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ**

Атырауская область, Жылыойский район, НПС «Тенгиз» - 334 км от г. Атырау;

г. Атырау, НПС «Атырау» - 5км от г.Атырау;

Исатайский р-н, НПС «Исатай» - 100км от г.Атырау;

Курмангазинский р-н, НПС «Курмангазы» - 200км от г.Атырау;

Объекты линейной части Восточного Региона нефтепроводной системы КТК 0-452км:

Участок линейной части 0-130км.

Участок линейной части 130-292км.

Участок линейной части 292-452км

**Юридический адрес:** Республика Казахстан, 060700, Атырауская область, Махамбетский район, сельский округ Алмалы, с.Береке, дачное общество УМС-99, ч.2, НПС «Атырау».

**Почтовый адрес:** 060097 Республика Казахстан, г. Атырау, Пр-т Абилкайыр Хана, 92 В, БЦ «Гранд Азия».

## **3. СРОКИ ОКАЗАНИЯ УСЛУГ ПО РАМОЧНОМУ КОНТРАКТУ**

2023-2025 годы.

## **4. ПРЕДМЕТ ОКАЗАНИЯ УСЛУГ**

Техническое задание на выполнение работ, указанных в данном ТЗ, на объектах Восточного Региона нефтепроводной системы КТК включает в себя следующие виды работ:

4.1 Частичные и полные технические диагностирование резервуаров, перечень, ориентировочный график и типовые ТЗ диагностики резервуаров приведены в приложении 1.

4.2 Техническое диагностирование (ревизия) технологических трубопроводов, с «Учетом Факторов Риска» (ИУФР), перечень, ориентировочный график и типовое ТЗ диагностики (ревизии) технологических трубопроводов приведены в приложении 2.

4.3 Техническое освидетельствовании сосудов, работающих под давлением. Перечень и ориентировочный график технических освидетельствовании сосудов, работающих под давлением приведены в приложении 3.

4.4 Обследование технического состояния зданий и сооружений, перечень и ориентировочный график обследования технического состояния зданий и сооружений приведены в приложении 4.

4.5 Обследования крановых путей ГПМ, перечень и ориентировочный график обследования крановых путей ГПМ приведены в приложении 5.

4.6 Экспертиза промышленной безопасности технических устройств, оборудования и сооружений, отработавших нормативный срок службы, перечень и ориентировочный график оборудования и сооружений, подлежащих экспертизе промышленной безопасности, приведены в приложении 6.

4.7 Разработка и восстановление технических паспортов(дубликатов) технических устройств, оборудования, здания и сооружения.

## **5. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ**

Закон РК «О гражданской защите», статья 16.

## **6. ТРЕБОВАНИЯ К ИСПОЛНИТЕЛЮ**

- Исполнитель должен иметь опыт проведения экспертизы промышленной безопасности не менее пяти лет;
- Исполнитель должен обладать, в установленном порядке, правом (аттестат на право проведения работ в области промышленной безопасности) проведения диагностик, освидетельствовании, обследовании и экспертиз промышленной безопасности технических устройств, оборудовании и сооружениях;
- Нормативные технические актуализированные документы, учебно-методические материалы для проведения экспертизы промышленной безопасности;
- материально-техническое оснащение (сертифицированные приборы, средства измерения и контроля) на праве собственности или ином законном основании для проведения экспертизы опасных технических устройств, технологий, технических устройств, материалов на их соответствие требованиям промышленной безопасности;
- Исполнитель должен иметь в штате работников, оформленных на постоянную работу, не менее трех экспертов, имеющих высшее техническое образование и практический опыт работы на опасных производственных объектах не менее пяти лет и прошедших подготовку и проверку знаний в области промышленной безопасности, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям, в количестве, необходимом для осуществления деятельности, но не менее трех экспертов, аттестованных в соответствии с СТ РК ISO 9712-2014, одного эксперта, имеющего аттестат по экспертизе градостроительной, предпроектной и проектной документации по специализации конструктивная часть, инженеров-геодезистов, которые осуществляют деятельность на объектах первого и второго уровня ответственности и специалистов
- Исполнитель должен иметь лабораторию технической диагностики и контроля, с действующим аттестатом аккредитации испытательной лаборатории в соответствии с СТ РК 1041-2001.
- Исполнитель должен иметь сертифицированное и поверенное в установленном порядке оборудование необходимое для проведения работ и техническое оснащение, обеспечивающее доступ персонала для проведения работ;

## **7. ОБЯЗАННОСТИ ИСПОЛНИТЕЛЯ**

**Исполнитель обеспечит:**

- Разработку и согласование с Заказчиком Программ (ППР) диагностик, освидетельствовании, обследовании и экспертиз промышленной безопасности оборудовании и сооружениях с учетом особенностей и специфики эксплуатации конкретных видов технических устройств, зданий и сооружений. Разрабатываемые программы должны обеспечивать, в том числе, безопасные методы работ на территории действующих опасных производственных объектов;
- Разработку и согласование с Заказчиком Графиков выполнения работ по каждому виду работ;
- Разработку и согласование с Заказчиком Планов по ОЗ, ТБ и ООС в соответствии с Положением о порядке применения подрядчиками требований КТК в области охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды.
- Проведение работ согласно согласованных с Заказчиком программ работ, графиков выполнения работ, планов по ОЗ, ТБ и ООС.
- Осуществление всех видов обязательного Страхования в соответствии с законодательством Республики Казахстан

## **8. ПОРЯДОК ОФОРМЛЕНИЯ НАРЯД ЗАКАЗОВ НА ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ**

8.1 Наряд - заказ подписывается Сторонами в следующем порядке:

8.1.1. Компания направляет Исполнителю заявку на Услуги, содержащую Техническое задание на оказание услуги (виды, объем), сроки выполнения Услуг, а также сроки для направления Исполнителем расчета стоимости указанных в заявке Услуг и Программу (ППР) на проведение работ.

8.1.2. Исполнитель в сроки, установленные в заявке Компании, направляет Компании на согласование расчет стоимости Услуг и Программу (ППР) на проведение работ.

8.1.3. После согласования Компанией стоимости Услуг, иных существенных условий выполнения Услуг Стороны подписывают наряд-заказ.

## **9. ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТАЦИИ И ОТЧЕТНОСТИ**

9.1. Сроки предоставления отчетов:

- Предварительный отчет с выявленными дефектами и рекомендации по ремонту выявленных дефектов не более 5-10 рабочих дней после окончания полевых работ;

- Окончательный Технический отчет и все материалы по диагностированию, освидетельствованию, обследованию и экспертизы промышленной: не более рабочих 20 дней после окончания работ.

9.2. Количество предоставляемых экземпляров отчета:

- Оригинал в твердом формате – 2 экз.;

- Копии в электронном формате (PDF) – 1 экз.

## **10. ТРЕБОВАНИЯ ОТ, ПБ И ООС**

10.1. Работы проводятся:

- В условиях действующего опасного производственного объекта.

- В соответствии с согласованными и утвержденными программами, обеспечивающими в том числе, безопасные методы работ на территории действующих опасных производственных объектов;

- В соответствии с Положением о порядке применения подрядчиками требований КТК в области охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды;

- В соответствии с согласованным и утвержденным Планом по ОЗ, ТБ и ООС.

- Строгое соблюдение норм и правил техники безопасности, действующих в КТК и на территории Республики Казахстан, в том числе:

- Обеспечение всех работающих необходимыми средствами индивидуальной защиты;

- Строгое соблюдение мер пожарной безопасности (недопущение использования сотовых телефонов, курения и пользования открытым огнем, за исключением специально отведенных мест);

- Наличие обученного (наличие сертификата) персонала и приборов для проведения газоанализа;

- Выполнение всех видов работ с обязательным оформлением наряд-допусков согласно действующих инструкций Заказчика;

- Соблюдение правил поведения и внутреннего распорядка на объектах КТК.

10.2. **Опасные производственные факторы при выполнении работ:**

- Работа на высоте, возможность падения с высоты предметов и людей.

- Повышенная или пониженная температура окружающей среды, нагретые поверхности оборудования, материалов;

- Подвижные части оборудования, инструмента, перемещаемые изделия и материалы, перемещающиеся машины, механизмы, транспортные средства;

- Воздействие электрического тока и опасность поражения электрическим током;

- Опасность падения грузов при грузоподъемных работах;

- Опасность взрывов и пожаров на объектах Магистрального нефтепровода;

- Повышенный уровень шума при работе электрического инструмента

### 10.3 ТРЕБОВАНИЯ К ТРАНСПОРТНЫМ И СПЕЦИАЛЬНЫМ СРЕДСТВАМ

- Техническое состояние должно соответствовать ТР ТС 018/2011 «О безопасности колесных транспортных средств».
- Перед началом работ все транспортные и специальные средства представляются на инспекцию сотрудникам АО «КТК-К».

### 10.4 ТРЕБОВАНИЯ К ОБОРУДОВАНИЮ, ПРИСПОСОБЛЕНИЯМ И ИНСТРУМЕНТАМ

- Техническое состояние должно соответствовать «Правила безопасности при работе с инструментами и приспособлениями», утвержден Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 16 марта 2015 года № 204.

## 11. НОРМАТИВНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

- Закон РК «О гражданской защите»
- Закон РК «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в РК»
- Правила осуществления технического обследования надежности и устойчивости зданий и сооружений от 19.11.2015г.
- КАНКТД-01-2016 Неразрушающий контроль и техническая диагностика. Квалификационные требования к организациям для оказания услуг в области неразрушающего контроля и технической диагностики
- СТ РК 1041-2001 Требования к деятельности лабораторий технической диагностики и контроля
- СТ РК ISO 9712-2014 Контроль неразрушающий. Квалификация и сертификация персонала по неразрушающему контролю
- Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов от 30.12.2014г.
- Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением от 30.12.2014г.
- Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации магистральных трубопроводов от 30.12.2014г.
- Инструкции по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов от 27.07.2021г.
- Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации и ремонте резервуаров для нефти и нефтепродуктов от 15.06.2021г.
- И КТК 08.07.2009 Положение о порядке применения подрядчиками требований КТК в области охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды.
- ВРД КТК 09.09.2014 Правила технической эксплуатации нефтепроводной системы КТК
- ВРД КТК 08.08.2015 Правила технической эксплуатации резервуаров и резервуарных парков нефтепроводной системы КТК
- ВРД КТК 56.02.2020 Регламент по эксплуатации технологических и вспомогательных трубопроводов КТК
- ВРД КТК 111.12.2019 Правила безопасности при эксплуатации нефтепроводной системы КТК
- ВРД КТК 116.12.2013 Регламент продления срока безопасной эксплуатации технических устройств на объектах КТК
- ВРД КТК 126.12.2017 Регламент технического обследования зданий и сооружений объектов магистрального нефтепровода КТК
- СП РК 1.04-102-2012 Правила оценки физического износа зданий и сооружений

Менеджер по ТО НПС



М.К. Лукпанов

**Приложение №1**

к Техническому заданию на проведение технического диагностирования, оценки технического состояния, экспертизы промышленной безопасности технических устройств, здания и сооружения на объектах АО «КТК-К»

**Оrientировочный график диагностики резервуаров,  
на объектах АО "КТК-К" на 2023-2025гг.**

Объект	Год ввода в эксплуатацию	2023	2024	2025
		<b>НПС Тенгиз</b>		
РВСПК 20000 № 21-ТК-В001А, нефтяной	1989	ПТД		
РВСПК 20000 № 21-ТК-В002А, нефтяной	1997	ЧТД		
РВС 2500 № 21-ТК-Г001В, водяной, хранение противопожарного запаса	2002		ПТД	
<b>НПС Атырау</b>				
РВСПК 20000 № 22-ТК-В001А, нефтяной	2002	ПТД		
РВСПК 20000 № 22-ТК-В001В, нефтяной	2002			ЧТД
РВСПК 20000 № 22-ТК-В002А, нефтяной	2015			ПТД
РВСПК 20000 № 22-ТК-В002В, нефтяной	2015			ПТД
РВС 2500 № 22-ТК-Г001А, водяной, хранение противопожарного запаса	2002	ПТД		
РВС 2500 № 22-ТК-Г001В, водяной, хранение противопожарного запаса	2002		ПТД	
РВС 200 № 22-ТК-Е002С, топливный, хранение дизельного топлива	2015			ПТД
РВС 200 № 22-ТК-Е002D, топливный, хранение дизельного топлива	2015			ПТД

Примечание:

**ПТД**

полная диагностика (ПТД).

**ЧТД**

частичная диагностика резервуара (ЧТД).

к Техническому заданию на проведение технического диагностирования, оценки технического состояния, экспертизы промышленной безопасности технических устройств, здания и сооружения на объектах АО «КТК-К»

**Данные по технологическим трубопроводам на объектах АО "КТК-К",**

**подлежащих диагностированию (ревизии) в 2023-2025гг.**

Объект	Диаметр, Ду, мм	Протяжён., м, Всего	Протяжённость, м			2023	2024	2025
			Подземных	Надземных				
1	2	3	4	5	7	7	7	
<b>Линейная часть МН</b>								
<b>Нефтепроводы</b>								
Технологические нефтепроводы УП СОД 292 км	1000, 700, 150, 100	151	151	0				
<b>Газопроводы</b>								
Газопровод подводящий высокого давления ЛЧ Ру 7,5 Мпа	150	186	186	0				
<b>НПС Тенгиз</b>								
Подводящий нефтепровод	1000,800, 700, 600, 500	1188	1057	131				
Нефтепроводы резервуарного парка	600, 500	219	12	207				
Коллектор новых подпорных насосов Ruhrpumpen	1000, 800, 500	313	134	179				
Коллектор магистральных агрегатов	1000, 800	366	278	88				
Напорный нефтепровод	1000, 700, 500	216	139	77				
Узел ФГУ	800, 700	114	78	36				
КУУН и ТПУ	700, 600, 400,	176	0	176				
от КУУН до узла №1	800	45	37	8				
УРД СИКН	800	82	59	23				
Линия приёма нефти ТШО	600	86	6	80				
Байпасная линия ТШО	600	85	25	60				
<b>Вспомогательные трубопроводы</b>								
Трубопроводы сброса давления от СППК на узле ТШО	500	42	0	42				
Нефтепроводы откачки утечек VE-A002С/В	108	44	39	5				
Нефтепроводы откачки утечек VE-A007	108	56	51	5				
Нефтепроводы откачки утечек VE-A006А/В	108	41	0	41				
Нефтепроводы откачки утечек VE-A002	108	44	37	7				
Нефтепроводы откачки утечек VE-A005	108	29	0	29				
Трубопроводы сброса давления от СППК на коллекторе между ПНА и МНА	108	52	50	2				
Нефтепроводы дренажной системы площадки МНА, ПНА, ФГУ, КУУН, УРД, УРД СИКН, с узла ТШО.	108	529	529	0				
<b>НПС Атырау</b>								
<b>Основные трубопроводы</b>								
Подводящий нефтепровод	1020, 820, 720, 530, 300	748	267	481				
Подводящий нефтепровод от УУН РК-A003	400, 300, 250	200	105	95				
Подводящий нефтепровод от УУН РК-A005	300, 200	167	55	112				
Подводящий нефтепровод от УУН РК-A006	300, 200	168	56	112				
Подводящий нефтепровод от УУН РК-A007	300, 200, 100	165	53	112				
Подводящий нефтепровод от УУН РК-A009 и УУН РК-A010	600, 400, 250,	197	49	148				
Подводящий нефтепровод от УУН РК-A011	300	247	159	88				
Коллектор магистральных агрегатов	700, 500	336	132	204				
Коллектор подпорных агрегатов	720, 500, 400,	454	61	393				
Нефтепроводы резервуарного парка	720, 630, 500, 400, 300	1841	33	1808				
Напорный нефтепровод	1020, 700	311	20	291				
<b>Вспомогательные трубопроводы</b>								
Нефтепровод откачки утечек УУН РК-A003	108	30	11	19				
Нефтепровод сброса давления УУН РК-A003	108	8	8					
Нефтепровод откачки утечек УУН РК-A006	108	29	22	7				
Нефтепровод сброса давления УУН РК-A006	108	11	11					
Нефтепровод откачки утечек УУН РК-A007	108	33	11					
Нефтепровод сброса давления УУН РК-A007	108	11						
Нефтепровод дренажной системы СИКН РК-A009/010	108	231	31	200				
Нефтепроводы откачки утечек УУН РК-A011	108	120	10	110				
Нефтепроводы сброса давления УУН РК-A011	108	6	6					
Нефтепроводы откачки утечек дренажной емкости 22-VE-C002 магистральных насосов	108	22		22				
Нефтепроводы дренажной системы магистральных насосов	108	66	26	40				
Нефтепроводы откачки утечек дренажной емкости P00-22-VE-C005 подпорных насосов	108	29		29				
Нефтепроводы откачки утечек дренажной емкости 22-VE-A001 магистральных фильтров	108	10		10				
Нефтепровод откачки дренажных емкостей ССВД	200, 150, 100	118	33	85				
Нефтепровод сброса давления ССВД	1000	16	16					
<b>Газопроводы</b>								
Газопроводы внутриплощадочные Ру 2,8 Мпа	108, 59	285	85	200				

к Техническому заданию на проведение технического диагностирования, оценки технического состояния, экспертизы промышленной безопасности технических устройств, здания и сооружения на объектах АО «КТК-К»

**Ориентировочный график освидетельствования сосудов, работающих под давлением на объектах АО "КТК-К"**

Объект	Рабочее давление, МПа (Р раб) / Объем (V), м <sup>3</sup>	2023	2024	2025
<b>НПС Тенгиз.</b>				
Емкость пенообразователя ПГБ №1 №F001A	1,0 / 10			
Емкость пенообразователя ПГБ №1 №F001B	1,0 / 11			
Емкость пенообразователя ПГБ №2 №F001C	1,0 / 12			
Емкость пенообразователя ПГБ №2 №F001D	1,0 / 13			
Емкость пенообразователя ПГБ №3 №F001I	1,0 / 6,5			
Емкость пенообразователя ПГБ №4 №F001J	1,0 / 6,5			
Емкость пенообразователя ПГБ №5 №F001G	1,0 / 6,5			
Емкость пенообразователя ПГБ №5 №F001H	1,0 / 6,5			
<b>НПС Атырау</b>				
Сепаратор топливного газа АГРС	8,0 / 0,8			
Ресивер влажного воздуха КСВ VE01, рег.№С-1907Г	1,0 / 2			
Ресивер влажного воздуха новой КСВ VE-M002A, рег.№С-2730	1,0 / 1			
Ресивер влажного воздуха новой КСВ VE-M002B, рег.№С-2729	1,0 / 1			
Ресивер сухого воздуха новой КСВ VE-M001A, рег.№С-2728	1,0 / 2			
Ресивер сухого воздуха новой КСВ VE-M001B, рег.№С-2727	1,0 / 2			
Газовый демистор турбонасоса 22TG-COO1A, рег.№7002	3,45 / 0,083			
Газовый демистор турбонасоса 22TG-COO1B, рег.№7003	3,45 / 0,083			
Газовый демистор турбонасоса 22TG-COO1C, рег. 11529A	2,8 / 0,065			
Газовый демистор турбонасоса 22TG-COO1D, рег. 11529B	2,8 / 0,065			
Осушитель компрессорной установки -адсорбер VE-22-001A	1,6 / 0,238			
Осушитель компрессорной установки -адсорбер VE-22-002B	1,6 / 0,238			
Осушитель компрессорной установки -адсорбер VE-22-003A	1,6 / 0,238			
Осушитель компрессорной установки -адсорбер VE-22-004B	1,6 / 0,238			
Осушитель компрессорной установки -адсорбер А01-А	1 / 0,2			
Осушитель компрессорной установки -адсорбер А01-В	1 / 0,2			
Осушитель компрессорной установки -адсорбер В01-А	1 / 0,2			
Осушитель компрессорной установки -адсорбер В01-В	1 / 0,2			
Емкость пенообразователя ПГБ А №ТК-1001А	1,0 / 2,5			
Емкость пенообразователя ПГБ В №ТК-1001В	1,0 / 2,5			
Емкость пенообразователя ПГБ С №F002А	1,0 / 2,5			
Емкость пенообразователя ПГБ D №F002B	1,0 / 2,5			
<b>НПС Исатай</b>				
Емкость пенообразователя МТВ	1,0 / 4			
<b>НПС Курмангазы</b>				
Емкость пенообразователя МТВ	1,0 / 4			

**Приложение №4**

к Техническому заданию на проведение технического диагностирования, оценки технического состояния, экспертизы промышленной безопасности технических устройств, здания и сооружения на объектах АО «КТК-К»

**Ориентировочный график обследования технического состояния зданий и сооружений объектов АО "КТК-К" на 2023-2025гг.**

Объект	Этажность здания	Высота здания, м	Площадь здания, м <sup>2</sup>			
				2023	2024	2025
<b>НПС Тенгиз</b>						
Блок бокс ПЧ №1	1	4,6	66			
Блок бокс ПЧ №2	1	4,6	66			
Блок бокс ПЧ №3	1	4,6	66			
Блок бокс ПЧ №4	1	4,6	66			
Блок бокс ЩСУ	1	3,5	110			
Мачта с молниеотводом МП4		60				
Мачта с молниеотводом МП5		60				
Прожекторная мачта с молниеотводом М1		60				
Прожекторная мачта с молниеотводом М2		60				
Прожекторная мачта с молниеотводом М3		60				
Прожекторная мачта с молниеотводом М4		60				
Прожекторная мачта с молниеотводом М5		60				
Прожекторная мачта с молниеотводом М6		60				
Прожекторная мачта с молниеотводом М15		60				
Прожекторная мачта с молниеотводом М16		60				
Прожекторная мачта с молниеотводом М17		60				
Прожекторная мачта с молниеотводом М18		60				
Прожекторная мачта с молниеотводом М19		45				
Прожекторная мачта с молниеотводом М20		45				
Прожекторная мачта с молниеотводом М21		45				
Прожекторная мачта с молниеотводом М22		45				
Здание пеногенераторного блока №1	1	3,5	54			
Здание пеногенераторного блока №2	1	3,5	54			
Здание пеногенераторного блока №6	1	3,5	60			
Здание пеногенераторного блока №7	1	3,5	60			
<b>База логистики Атырау</b>						
Здание склада №5 с котельной	1	6,3	540			

Здание АБК	1	6,3	252			
<b>НПС Атырау</b>						
Здание КПП	1	5,5	60			
Мачта освещения стоянки №1		20				
Мачта освещения стоянки №2		20				
Блок бокс водоподготовки	1	3,5	200			
Блок бокс ЩСУ	1	3,5	36			

**Ориентировочный график обследования крановых путей ГПМ на объектах АО "КТК-К"**

Объект	Длина кранового пути, м			
		2023	2024	2025
<b>НПС Тенгиз</b>				
Кран мостовой, ручной, опорный, однобалочный №9П г/п 3,2 т	56,0			
Кран мостовой, ручной, опорный, двухбалочный №10П г/п 20 т	96,0			
Кран мостовой, электрический, подвесной, однобалочный №11П г/п 3,2 т	24,0			
<b>НПС Атырау</b>				
Кран мостовой, ручной, опорный, однобалочный №БЛ-1 г/п 3,2 т	80,0			
Кран мостовой, электрический, однобалочный №999-0 (пожарная насосная) г/п 3,2 т	72,0			
Кран мостовой, электрический, однобалочный №А-011 г/п 10 т	30,4			
Кран мостовой, ручной, однобалочный №А-012 г/п 2,0 т	24,0			
Кран мостовой, электрический, двухбалочный г/п 32 т (База логистики)	72,0			
<b>НПС Исатай</b>				
Кран мостовой, ручной, опорный, двухбалочный рег. №Г-1-3 (магистральная насосная) г/п 20 т	96,0			
Кран мостовой, электрический, однобалочный №Г-2-3 (пожарная насосная) г/п 2,0 т	48,0			
Кран мостовой, электрический, однобалочный №Г-3-3 г/п 5,0 т	48,0			
Кран мостовой, электрический, однобалочный №Г-4-3 г/п 2,0 т	24,0			
<b>НПС Курмангазы</b>				
Кран мостовой, ручной, опорный, двухбалочный рег. №Г-1-4 (магистральная насосная) г/п 20 т	96,0			
Кран мостовой, электрический, однобалочный №Г-2-4 (пожарная насосная) г/п 2,0 т	48,0			
Кран мостовой, электрический, однобалочный №Г-3-4 г/п 5,0 т	48,0			
Кран мостовой, электрический, однобалочный №Г-4-4 г/п 2,0 т	24,0			

**Ориентировочный график экспертизы промышленной безопасности оборудования, сооружений и систем  
отработавших нормативный срок эксплуатации на объектах АО "КТК-К"**

Объект	Год ввода в эксплуатацию			
		2023	2024	2025
<b>НПС Тенгиз.</b>				
Емкость подземная с двойной стенкой, V-25 м <sup>3</sup> , №VE-A002	2002			
Насос полупогружной, вертикальный 12HA-9x4	2002			
Насос полупогружной, вертикальный 12HA-9x4	2002			
Кран мостовой, ручной, опорный, однобалочный, г/п 3,2 тн, рег.№ 9П	2002			
Пожарные насосы Grundfos CR 8-120, 21-PU-G0003A	2002			
Пожарные насосы Grundfos CR 8-120, 21-PU-G0003B	2002			
Емкость надземная топливная V-1,5 м <sup>3</sup> №VE-G001A	2002			
Емкость надземная топливная V-1,5 м <sup>3</sup> №VE-G001B	2002			
Емкость надземная топливная V-16,8 м <sup>3</sup> №VE-01	1997			
Емкость надземная топливная V-16,8 м <sup>3</sup> №VE-02	1997			
Насос CRANE DEMING PUMPS 4770, PU-A001B	2002			
Приточная вентиляция BO-06-300 № FA-P8, FA-P9, FA-P10 -3шт	2002			
<b>НПС Атырау</b>				
Кран мостовой, электрический, однобалочный №999-0 (пожарная насосная) г/п 3,2 тн	2002			
Задвижки / Шаровые краны Ду 1000, 800, 500, 300 -10шт	2002			
Насос полупогружной, вертикальный 12HA-9x4 № PU-C003	2002			
Насос полупогружной, вертикальный 12HA-9x4 № PU-A003	2002			
Насос полупогружной, вертикальный 12HA-9x4 № PU-A005	2002			
Насос полупогружной, вертикальный 12HA-9x4 № PU-A006	2002			
Насос полупогружной, вертикальный 12HA-9x4 № PU-A007	2002			
Насос полупогружной, вертикальный 12HA-9x4 № PU-I002	2002			
Насосы подпорные пожаротушения KR08Y 22-PU-G0001A	2002			
Насосы подпорные пожаротушения KR08Y 22-PU-G0001B	2002			
Емкость подземная с двойной стенкой, V- 40м <sup>3</sup> , № 22-VE-A001	2002			
Емкость подземная с двойной стенкой, V- 8м <sup>3</sup> , № 22-VE-A001	2002			
Емкость подземная с двойной стенкой, V- 8м <sup>3</sup> , № 22-VE-A002	2002			
Емкость подземная с двойной стенкой, V- 8м <sup>3</sup> , № 22-VE-I002	2002			
Емкость подземная с двойной стенкой, V- 40м <sup>3</sup> , № 22-VE-A003	2002			
Емкость подземная с двойной стенкой, V- 40м <sup>3</sup> , № 22-VE-A005	2002			
Емкость подземная с двойной стенкой, V- 40м <sup>3</sup> , № 22-VE-A006	2002			
Емкость подземная с двойной стенкой, V- 40м <sup>3</sup> , № 22-VE-A007	2002			
Емкость подземная с двойной стенкой, V- 40м <sup>3</sup> , № 22-VE-C001	2002			
Емкость подземная с двойной стенкой, V- 40м <sup>3</sup> , № 22-VE-C002	2002			
Емкость подземная, V- 5м <sup>3</sup> , № 22-VE-I006	2002			
ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРНАЯ УСТАНОВКА ДЭС-600 FG Wilson Ltd	2002			
Предохранительные клапана Ду 300, 200, 100 -10шт	2002			