

## ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

**Поставка оборудования, выполнение строительно-монтажных, пуско-наладочных работ и ввод в эксплуатацию автоматизированной системы измерения массы нефтепродуктов (мазут М – 100) в вертикальных стальных резервуарах (РВС)**

Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования						
1. Требования по назначению	<p>Автоматизированная система измерений предназначена для:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- измерений массы нефтепродуктов в РВС косвенным методом статических измерений, основанном на гидростатическом принципе по ГОСТ Р 8.595-2004., уровня, объема, гидростатического давления и температуры (средней и послойной – не менее 6 слоев) нефтепродуктов, уровня подтоварной воды, контроля аварийного уровня нефтепродукта в резервуарном парке с погрешностью измерений массы нефтепродуктов для РВС вместимостью:               <ul style="list-style-type: none"> <li>до 120 т <math>\pm 0,65</math> %;</li> <li>от 120 т и более <math>\pm 0,50</math> %;</li> </ul> </li> <li>- сбора обработки и хранения информации, отображение данных на дисплее АРМ и в учетную систему верхнего уровня;</li> <li>- обеспечение безопасности выполнения технологических операций и автоматическая защита от нештатных ситуаций.</li> </ul>						
2. Состав и общие требования к системе измерений массы в РВС	<p>В состав автоматизированной системы измерений, устанавливаемой на РВС-700 – 2 шт., РВС-200 – 1 шт. (относительная погрешность определения вместимости РВС не более <math>\pm 0,1</math> %), должно входить:</p> <p>1.1 Каналы и средства измерения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- уровня нефтепродукта с использованием радарных уровнемеров;</li> <li>- температуры нефтепродукта с использованием многоточечных датчиков температуры;</li> <li>- плотности нефтепродукта с использованием датчиков гидростатического давления;</li> <li>- уровня подтоварной воды.</li> </ul> <p>1.2 Вторичная аппаратура:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- блок преобразования и передачи информации на ЭВМ;</li> <li>- комплект соединительных устройств, кабелей и переходников.</li> </ul> <p>1.3 Программное обеспечение для осуществления вычисления массы нефтепродуктов в РВС. ПО должно иметь возможность ввода значения плотности нефтепродукта в систему вручную, по результатам определения плотности нефтепродукта аккредитованной испытательной лабораторией.</p> <p>2. Основные технические характеристики:</p> <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="padding-left: 20px;">Диапазон измерений уровня:</td> <td style="text-align: right;">0-10000 мм</td> </tr> <tr> <td style="padding-left: 20px;">Диапазон измерений температуры</td> <td style="text-align: right;">- 40 ... +90 °С</td> </tr> <tr> <td style="padding-left: 20px;">Диапазон измерения плотности</td> <td style="text-align: right;">700 ... 1100 кг/м<sup>3</sup></td> </tr> </table>	Диапазон измерений уровня:	0-10000 мм	Диапазон измерений температуры	- 40 ... +90 °С	Диапазон измерения плотности	700 ... 1100 кг/м <sup>3</sup>
Диапазон измерений уровня:	0-10000 мм						
Диапазон измерений температуры	- 40 ... +90 °С						
Диапазон измерения плотности	700 ... 1100 кг/м <sup>3</sup>						

	<p>3. Функции автоматизированной системы измерения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- автоматический сбор и обработка сигналов, поступающих от всех измерительных преобразователей;</li> <li>- автоматическое измерение уровня, гидростатического давления жидкости, избыточного давления паровоздушного пространства резервуара, температуры нефтепродукта не менее чем в 6 точках;</li> <li>- автоматическое определение (расчет) массы, нефтепродукта по измеренным значениям, аттестованным методикам измерений массы и градуировочной таблице резервуара;</li> <li>- система должна обеспечивать непрерывное измерение, вычисление и архивацию данных параметров нефтепродуктов в резервуарах;</li> <li>- контроль аварийного уровня нефтепродуктов и сигнализация;</li> <li>- автоматическое определение уровня, объема и массы подтоварной воды и сигнализация ее максимального уровня.</li> <li>- автоматическое отображение и регистрация измерительной и технологической информации;</li> <li>- формирование базы данных, архивирование;</li> <li>- защита от несанкционированного доступа в систему (к метрологически значимому ПО, алгоритмам расчетов, градуировочным таблицам резервуаров, значениям измеряемых и вносимых параметров, а так же ко всем справочным данным, используемым программным обеспечением для выполнения функций учета нефтепродуктов) должна быть обеспечена системой персональных учетных записей и персональных паролей с разграничением прав доступа.</li> <li>- иметь возможность передачи информации на верхний уровень используя стандартный промышленный протокол передачи данных по стандартным интерфейсам.</li> </ul> <p>4. СИ автоматизированной системы измерения должны представлять собой конструктивно законченные изделия заводской готовности. Их конструкция должна обеспечить удобный доступ, монтаж и демонтаж на специально отведенных для монтажа оборудования местах резервуара, исключить неправильный монтаж в процессе эксплуатации. Оборудование должно иметь исполнение в части воздействия климатических факторов внешней среды по ГОСТ 15150-69. Корпусные детали блоков автоматики и измерительных систем должны быть в коррозионно-стойком исполнении или иметь наружное защитное антикоррозионное покрытие. Применяемые материалы должны обладать стойкостью к воздействию нефтепродуктов, не оказывать влияния на их чистоту и качество. Качество и технические характеристики материалов и готовых изделий должны быть подтверждены в документации заводов-изготовителей.</p>
3. Метрологические требования	<p>При измерении массы нефтепродуктов должен быть реализован косвенный метод измерений, основанный на гидростатическом принципе. При измерении массы подтоварной воды должен быть реализован косвенный метод статических измерений массы нефтепродуктов. АСИ массы должны обеспечивать измерение массы с пределами погрешности измерений в реальных условиях</p>

	<p>эксплуатации, обеспечивающей безопасность технологических процессов.</p> <p>Автоматизированная система измерения количества нефтепродуктов в резервуарах как средство измерения, а так же все средства измерения входящие в состав системы, должны быть утвержденного, в установленном порядке, типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, разрешены к эксплуатации на территории РФ и сопровождаться следующей документацией:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ свидетельством об утверждении типа средств измерений;</li> <li>▪ описанием типа СИ;</li> <li>▪ методикой поверки;</li> <li>▪ оригиналом паспорта с указанием заводского номера СИ;</li> <li>▪ свидетельством о первичной поверке;</li> <li>▪ руководством по эксплуатации на русском языке.</li> </ul> <p>Автоматизированная система измерения количества нефтепродуктов в резервуарах как средство измерения, а так же все средства измерения входящие в состав системы, должны быть поверены в соответствии с утвержденной в установленном порядке методикой поверки.</p> <p>Измерения массы с использованием автоматизированной системы измерения, реализующих косвенный метод измерений должны выполняться по аттестованным в соответствии с ГОСТ Р 8.563 методикам измерений.</p> <p>Метрологические характеристики автоматизированной системы измерения:</p> <p>Предел допускаемой абсолютной погрешности измерения уровня, мм <math>\pm 3</math></p> <p>Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C <math>\pm 0,5</math></p> <p>Пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности с использованием преобразователей дифференциального давления, %. <math>\pm 0,25</math></p> <p>Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня границы разделы жидких сред, мм <math>\pm 3</math></p> <p>Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %</p> <p>- от 120 т и более <math>\pm 0,5</math></p> <p>- до 120 т <math>\pm 0,65</math></p>
4. Поверка и КМХ	<p>Автоматизированная система измерения и входящие в нее СИ должны быть поверены и иметь действующее на момент ввода в промышленную эксплуатацию свидетельство о поверке.</p> <p>Поверка автоматизированной системы измерений проводится на месте эксплуатации по методике поверки, указанной в свидетельстве об утверждении типа СИ.</p> <p>Первичная поверка автоматизированной системы измерения должна производиться силами поставщика на месте эксплуатации.</p> <p>Периодическая поверка системы и КМХ осуществляется без демонтажа оборудования на резервуаре (кроме датчиков давления).</p> <p>СИ уровня – на месте эксплуатации с использованием рулетки</p>

	<p>измерительной с грузом (лотом) (погрешность не более 2 мм);  Датчик температуры – на месте эксплуатации с использованием ручного автоматизированного измерителя температуры в каждой точке измерения (погрешность <math>\leq 0,2</math> °С);  Датчики давления на эталонной установке после демонтажа или на месте эксплуатации с использованием калибраторов давления.</p>
5. Срок службы, лет	не менее 10
6. Гарантийный срок эксплуатации, мес.	Не менее 12 с момента начала эксплуатации
7. Основной объем работ и услуг	<p>В объем работ подрядчика входит:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- изготовление и поставка основного, вспомогательного оборудования, материалов, запасных частей;</li> <li>- шеф-монтаж оборудования;</li> <li>- строительно-монтажные работы;</li> <li>- пуско-наладочные работы;</li> <li>- разработка исполнительной документации;</li> <li>- разработка инструкций по пуску и облуживанию оборудования;</li> <li>- регламентное обслуживание в течение всего срока службы;</li> <li>- метрологическое обеспечение проекта в соответствии с Федеральным законом от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».</li> </ul>
8. Основные решения по инженерному обеспечению	Электроснабжение выполнить по техническим условиям Заказчика на основании расчета дополнительных нагрузок.
9. Состав технической документации	<p>Рабочую документацию разработать в соответствии с требованиями ГОСТ Р 21.1101-2013.</p> <p>Информация об оборудовании должна быть на русском языке:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- об изготовителе и месте его нахождения;</li> <li>- обозначения и номера стандартов, обязательным требованиям которых должен соответствовать оборудование, о проведении сертификации и номерах сертификата соответствия;</li> <li>- о потребительских свойствах оборудования, правилах его безопасного и эффективного использования и эксплуатации;</li> <li>- о сроке службы и сроке годности оборудования.</li> </ul> <p>Вышеуказанная информация должна быть отражена в технической документации (инструкции, паспорте), прилагаемой к каждой единице оборудования.</p> <p>Метрологическая документация:</p> <p>Свидетельства об утверждении типа автоматизированной системы измерения массы с описанием типа и средств измерений, входящих в её состав;</p> <p>Свидетельства о поверке средств измерений, входящих в состав АСИ, со сроком до окончания действия свидетельства о поверке на дату поставки не менее 2/3 интервала между поверками;</p> <p>Методики поверки.</p> <p>Протоколы результатов поверки комплексов на заводе изготовителе;</p> <p>Документы, подтверждающие возможность использования на промышленно-опасном производственном объекте. (Сертификаты</p>

	<p>соответствия требованиям безопасности на СИ); Комплект оригиналов паспортов на составные части и комплектующие.</p>
10. Требование к ПО	<p>Автоматизированная система измерения массы должна поставляться с базовым программным обеспечением, совместимым с существующими на объектах эксплуатации ПО. Программное обеспечение, входящие в состав системы, должно обеспечивать комфортный пользовательский интерфейс на русском языке, обладать антивирусной защитой (в случае применения стандартной операционной системы) и обеспечивать доступ только для зарегистрированных пользователей, прошедших процедуру аутентификации. Обеспечение санкционированного доступа должно соответствовать следующим требованиям: комплексность защиты информации, которая обеспечивается сочетанием организационных мер, программных, криптографических и аппаратных средств защиты (при этом организационные меры являются самостоятельным инструментом защиты и одновременно объединяют все остальные средства в единый механизм защиты); должна существовать политика разграниченного уровня доступа к информационным ресурсам измерительной системы; доступ пользователей ко всем функциональным подсистемам измерительной системы должен быть обеспечен при вводе параметров аутентификации для всего периода пользовательской сессии. Программное обеспечение должно включать документы (в виде стандартной справочной электронной системы), устанавливающие права и обязанности операторов АРМов, администратора для общего управления и сотрудников для обеспечения работоспособности технических средств и АРМов подсистемы: инструкция оператора; инструкция администратора; эксплуатационная документация. При работе в автоматическом режиме не должны искажаться первичные данные, поступающие со средств измерений; при любых способах ввода данных должны быть предусмотрены соответствующие способы контроля, исключающие или выявляющие возможные ошибки. Конструкция системы должна обеспечить контроль и ограничения несанкционированного доступа в настройки (включая программное обеспечение), которые могут привести к искажениям результатов измерений. Для исключения несанкционированного физического доступа должна предусматриваться возможность установки клейм и пломб.</p>
11. Сроки разработки и финансирования	В соответствии с календарным планом работ к Договору.
12. Количество передаваемой	Рабочая документация предоставляется Заказчику в 4-х экземплярах на бумажном носителе и 1 экземпляре в электронном

документации	виде: чертежи в формате AutoCAD, сметы в формате Гранд Сметы, текст и таблицы в формате Word, спецификации в формате Excel.
13. Требования к поставляемому оборудованию	<p>Поставляемое оборудование должно соответствовать следующим требованиям:</p> <p>Оборудование подлежит обязательной сертификации в соответствии с требованиями действующего законодательства, выполнено во взрывозащищенном исполнении и иметь документы, разрешающие возможность его применения на промышленно-опасном производственном объекте.</p> <p>В комплект поставки измерительных систем должны входить:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- оборудование измерительной системы в комплекте с программным обеспечением и адаптерами для установки на резервуарах;</li> <li>- запасные части и принадлежности на гарантийный срок службы в соответствии с условиями договора;</li> <li>- эксплуатационная документация измерительную систему (паспорт, формуляр и руководство по эксплуатации);</li> <li>- эксплуатационная документация на комплектующие изделия и программное обеспечение;</li> <li>- копии документов (сертификатов, свидетельств, аттестатов на ПО), подтверждающих соответствие автоматизированной системы измерения массы требованиям нормативных документов.</li> </ul> <p>Функционирование автоматизированной системы измерения массы должно быть рассчитано на круглосуточный режим работы, с остановкой на профилактику не чаще, чем 1 раз в год.</p> <p>Виды, периодичность и регламент обслуживания технических средств должны быть указаны в соответствующих инструкциях по эксплуатации.</p>
14. Требования к упаковке	<p>Оборудование поставляется в фирменной упаковке в соответствии с требованиями стандартов и технических условий, действующих в РФ. Нарушение упаковки может допускаться исключительно для проверки качества, комплектности, отсутствия повреждения и рабочих качеств Оборудования. В случае проверки Оборудования в месте его приемки в Акт приема-передачи представителями Сторон вносится соответствующая запись.</p> <p>Для обеспечения сохранности и удобства транспортировки и складирования оборудования Исполнителем должны использоваться специальные средства пакетирования и тарирования, принятые для данного вида Оборудования.</p>
15. Требования к маркировке	Оборудование подлежит обязательной маркировке. Маркировка должна быть выполнена в соответствии с требованиями действующего законодательства.
16. Требования к транспортировке	Транспортирование оборудования производится автотранспортом завода-изготовителя от места отгрузки до места складирования груза.