

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы измерений количества нефти и газа «ОЗНА-ИС2»

Назначение средства измерений

Системы измерений количества нефти и газа «ОЗНА-ИС2» (далее – системы «ОЗНА-ИС2») предназначены для прямых и косвенных измерений массы брутто нефти (сырой нефти), массы сырой нефти без учета массы воды, массовой и объемной доли воды, массы нетто нефти и объема попутного нефтяного газа, извлекаемых из недр.

Описание средства измерений

Принцип действия систем «ОЗНА-ИС2» основан на прямых и косвенных измерениях количества и параметров сырой нефти и попутного нефтяного газа, предварительно разделенных в сепараторе на жидкую и газовую фазы.

Системы «ОЗНА-ИС2» применяются в установках автоматизированных типа «Спутник», выпущенных по техническим условиям (далее – ТУ) ТУ3667-043-00135786-2004 (ТУ 3667-014-00135786-99, ТУ 39-1571-91, ТУ 39-5771770-052-90, ТУ 25-6734002-87, ТУ 39-1061-85), установках измерительных «ОЗНА-МАССОМЕР» (ТУ 3667-088-00135786-2007), установках измерительных «ОЗНА-Импульс» (ТУ3667-042-00135786-2003), установках измерительных «ОЗНА-МАССОМЕР-К» (ТУ 3667-095-00135786-2009) или установках-реципиентах, выпущенных по ТУ других производителей (далее – установки-реципиенты), находящихся в эксплуатации или при выпуске из производства.

Системы «ОЗНА-ИС2» имеют два уровня. Первый уровень включает в себя измерительные преобразователи расхода жидкости (сырой нефти) и газа, давления, температуры, плотности сырой нефти, содержания объемной доли воды в сырой нефти. Второй уровень состоит из системы сбора и обработки информации (СОИ), реализованной в измерительно-вычислительном контроллере. Связь между измерительными преобразователями и измерительно-вычислительным контроллером осуществляется посредством аналоговых и цифровых сигналов. Преобразование аналоговых сигналов в цифровые осуществляется в измерительно-вычислительном контроллере. Для вычислений массы сырой нефти без учета воды и массы нетто нефти используются параметры измеряемой среды, определяемые в лаборатории и вносимые в СОИ оператором системы «ОЗНА-ИС2». СОИ так же выполняет функции передачи управляющих сигналов на распределительное устройство, автоматизированную запорно-регулирующую арматуру и системы жизнеобеспечения установок-реципиентов.

Системы «ОЗНА-ИС2» имеют в своем составе следующие измерительные каналы:

1. Измерительный канал массового расхода, плотности и массы сырой нефти, в зависимости от измеряемого расхода, состоящий из следующих средств измерений (СИ) массы, массового расхода и плотности жидкости:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion;
- счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС - МАСС 260»;
- счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак;
- счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс;
- расходомеры массовые Promass;
- расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS x400.

2. Измерительный канал объема сырой нефти в рабочих условиях (опционально может использоваться вместо измерительного канала массового расхода сырой нефти), состоящий из счетчиков жидкости турбинных TOP.

При использовании измерительного канала объема сырой нефти масса сырой нефти вычисляется в СОИ с использованием данных о плотности сырой нефти.

3. Измерительный канал содержания объемной доли воды в сырой нефти в зависимости от содержания объемной доли воды в сырой нефти, состоящий из следующих СИ объемной доли воды в сырой нефти:

- измерители обводненности Red Eye[®], моделей Red Eye[®] 2G и Red Eye[®] Multiphase;
- влагомеры сырой нефти ВСН-2;
- влагомеры сырой нефти ВСН-АТ и влагомеры поточные ВСН-АТ;
- влагомеры поточные моделей L и F.

Измерительный канал содержания объемной доли воды может отсутствовать. В этом случае содержание объемной доли воды рассчитывается в СОИ на основании измерений плотности сырой нефти измерительным каналом плотности сырой нефти и измерений плотности пластовой воды и обезвоженной дегазированной нефти, проведенных в лаборатории. Опционально содержание объемной доли воды может вноситься в СОИ на основании лабораторных измерений в качестве условно-постоянной величины.

4. Измерительный канал объемного расхода и объема попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63, состоящий счетчиков газа вихревых СВГ.

5. Измерительный канал массового расхода и массы попутного нефтяного газа (опционально может использоваться вместо измерительного канала объемного расхода и объема попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63), в зависимости от измеряемого расхода, состоящий из следующих СИ:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion;
- счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС - МАСС 260»;
- счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак;
- счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс;
- расходомеры массовые Promass;
- расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS x400.

Вычисление объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63, по измеренным значениям массового расхода и массы газа осуществляется в СОИ.

6. Измерительный канал объемного расхода и объема попутного нефтяного газа (опционально может использоваться вместо измерительного канала объемного расхода и объема попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63), состоящий из датчиков расхода газа ДРГ.М.

Приведение измеренного объемного расхода и объема газа к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63 осуществляется в СОИ.

7. Измерительный канал избыточного давления, состоящий из измерительных преобразователей избыточного давления с диапазоном измерений от 0 до 20 МПа и пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,5\%$.

8. Измерительный канал температуры, состоящий из измерительных преобразователей температуры с диапазоном измерений от -50 до $+100$ °С и пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 1\%$.

СОИ может быть реализована на основе следующих измерительно-вычислительных контроллеров:

- контроллеры механизированного куста скважин КМКС;
- контроллеры SCADAPack на основе измерительных модулей 5000;
- контроллеры SCADAPack на основе измерительных модулей 5209, 5232, 5305;
- контроллеры SCADAPack 32/32P, 314/314E, 330/334 (330E/334E), 350/357 (350E/357E), 312, 313, 337E, 570/575;
- контроллеры измерительные АТ-8000;
- контроллеры измерительные ОЗНА-К15;
- системы управления модульные В&R X20;
- модули измерительные контроллеров программируемых SIMATIC S7-1500;
- контроллеры ControlWave Micro;
- контроллеры программируемые DirectLOGIC, CLICK, Productivity 3000, Terminator.

Совокупность применяемых СИ выбирается в зависимости от ожидаемых значений расхода сырой нефти и попутного нефтяного газа, давления и температуры измеряемой среды, содержания пластовой воды в сырой нефти и содержания нефтяного газа в обезвоженной нефти, а также от типоразмера сепаратора установок-реципиентов.

Программное обеспечение

Программное обеспечения систем «ОЗНА-ИС2» предназначено для сбора, обработки измерительной и сигнальной информации, поступающей от первичных преобразователей параметров, вычислений массы брутто нефти и среднего массового расхода, сырой нефти без учета воды и среднего массового расхода, массы нетто нефти и среднего массового расхода, объема и среднего объемного расхода нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, передачи измерительной информации на верхний уровень и управляющей информации на КИПиА и средства автоматизации установок-реципиентов.

Т а б л и ц а 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SP32.IS.001
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.xxxxxx*
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	уууу **.10АС
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32
Примечание: * – номер подверсии из шести десятичных цифр - идентификатор для поиска исходных текстов сборки в автоматизированной системе контроля версий Subversion, используемой производителем, может быть любым; ** – служебный идентификатор ПО из четырех шестнадцатеричных цифр, расположен перед контрольной суммой, может быть любым.	

Уровень защиты ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь
Давление измеряемой среды, МПа, не более	16
Диапазон температур измеряемой среды, °С	от -20 до +100
Диапазон содержания объемной доли воды в сырой нефти, %	от 0 до 100
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти, т/сут	от 1 до 1500
Диапазон измерений объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /сут	от 1 до 750000

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала массового расхода и массы сырой нефти, %, не более	±2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала массового расход и массы сырой нефти без учета воды, %, не более	
- при содержании объемной доли воды до 70 % включ.	±6,0
- при содержании объемной доли воды от 70 % до 95 % включ.	±15,0
- при содержании объемной доли воды свыше 95 %	не нормируется

Наименование характеристики	Значение характеристики
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала содержания объемной доли воды, %, не более	В соответствии с методикой измерений
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала массового расхода и массы нетто нефти, %, не более	В соответствии с методикой измерений
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %, не более	±5,0

Т а б л и ц а 4 – Параметры электропитания

Параметр	Значение
Род тока	Переменный
Напряжение, В	380/220
Допустимое отклонение от номинального напряжения, %	от -15 до +10
Частота, Гц	50±0,4
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	20

Т а б л и ц а 5 – Сведения о надежности

Параметр	Значение
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	40000
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится в левом верхнем углу на металлические таблички, укрепленные на блок-боксы, методом лазерной маркировки или аппликацией, а также типографским или иным способом на титульных листах руководства по эксплуатации и паспорта, с указанием номера свидетельства об утверждении типа средства измерений и даты его выдачи.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 6 - Комплектность поставки

Наименование	Кол-во	Примечание
Система измерений количества нефти и газа «ОЗНА-ИС2» в том числе комплекты:	1	В соответствии с заказом
Комплект основных средств измерений	1	Согласно спецификации
Шкаф управления	1	
Комплект вспомогательных средств измерений	1*	
Комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей (далее – ЗИП)	1*	Согласно ведомости ЗИП
Комплект эксплуатационных документов	1	Согласно ведомости эксплуатационных документов
Комплект монтажных частей (далее – КМЧ)	1*	Согласно ведомости КМЧ
Примечания: XXX-XXXX – обозначение системы. * - поставляется по отдельному заказу		

Поверка

осуществляется по документу МП 0833-9-2018 «Инструкция. ГСИ. Системы измерений количества нефти и газа «ОЗНА-ИС2». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 30 августа 2018 года.

Основные средства поверки:

- Государственный первичный специальный эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011;
- рабочие эталоны 1-го и 2-го разряда единицы массового расхода газожидкостных смесей по ГОСТ 8.637-2013. ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик систем с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска поверительного клейма или наклейки.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Рекомендация. Количество извлеченных из недр нефти и попутного нефтяного газа. Методика измерений с применением систем измерений количества нефти и газа «ОЗНА-ИС». Зарегистрирована в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером ФР.1.29.2016.23075.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системам измерений количества нефти и газа «ОЗНА-ИС»

ГОСТ Р 8.615-2005. ГСИ. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования

ГОСТ 8.637-2013. ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков

БДМА.407932.023. Системы измерений количества нефти и газа «ОЗНА-ИС2». Технические условия

Изготовитель

Акционерное общество «ОЗНА – Измерительные системы»
(АО «ОЗНА – Измерительные системы»)

ИНН 0265037983

Адрес: 452607, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная, 60

Телефон/факс: (34767) 9-50-10

E-mail: ms@ozna.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»)

Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7А

Телефон: (843) 272-70-62

Факс: (843) 272-00-32

E-mail: vniiirpr@bk.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310592 от 24.02.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2018 г.