

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная учета дебита скважин МЛСП «Приразломная»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная учета дебита скважин МЛСП «Приразломная» (далее - система) предназначены для автоматического измерения дебита нефтегазодобывающей скважины или группы нефтегазодобывающих скважин по массе сырой нефти, массе сырой нефти за вычетом массы воды, массе пластовой воды, массе нетто нефти и объему попутного нефтяного газа сепарационным методом.

Описание средства измерений

Система является средством измерений единичного экземпляра.

Принцип действия системы заключается в разделении нефтегазоводяной смеси на скважинную жидкость (сырую нефть), пластовую воду и попутный нефтяной газ в сепарационной емкости и последующем измерении расхода попутного нефтяного газа, расхода пластовой воды и расхода сырой нефти. Отделенная в сепараторе частично обезвоженная и частично дегазированная сырая нефть поступает в измерительную линию сырой нефти, отделенная пластовая вода с остаточным содержанием сырой нефти поступает в измерительную линию пластовой воды, отделенный попутный нефтяной газ поступает в измерительную линию попутного нефтяного газа.

Массовый расход и масса сырой нефти измеряется прямым методом динамических измерений с применением счетчика-расходомера массового Micro Motion (модификации CMF 300).

Массовый расход и масса отделенной пластовой воды измеряется прямым методом динамических измерений с применением счетчика-расходомеров массового Micro Motion (модификации CMF 300).

Объемный расход и объем попутного нефтяного газа в рабочих условиях (при давлении и температуре сепарации) измеряется прямым методом динамических измерений с применением счетчика газа КТМ600РУС. Приведение измеренного объема попутного нефтяного газа к стандартным условиям осуществляется по алгоритму, реализованному в системе обработки информации (СОИ) системы.

Остаточное содержание воды в сырой нефти измеряется:

а) в химико-аналитической лаборатории по отобранном пробам, и соответствующие значения вводятся в СОИ системы в качестве условно-постоянных величин;

б) косвенным методом динамических измерений на основе измеренных с применением счетчика-расходомера массового Micro Motion значений плотности сырой нефти в рабочих условиях;

в) прямым методом динамических измерений с применением влагомера поточного ВСН-АТ (модификации ВСН-АТ.100.040.ПТ-010)

Количество остаточного растворенного газа в сырой нефти определяется по аттестованной методике измерений с применением статистических и экспериментальных данных и вводятся в СОИ в качестве условно-постоянных величин или зависимостей.

Содержание массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей измеряются в химико-аналитической лаборатории по отобранном пробам измеряемой среды и вводятся в СОИ в качестве условно-постоянных величин.

Массовый расход и масса нетто сырой нефти измеряется косвенным методом динамических измерений на основе измеренных значений массового расхода и массы сырой нефти, содержания воды в сырой нефти и остаточного содержания сырой нефти в отделенной пластовой воде, а так же содержания растворенного в сырой нефти газа и содержания хлористых солей и механических примесей в измеряемой среде.

Давление измеряемой среды измеряется в автоматическом режиме прямым методом динамических измерений с применением преобразователей давления 3051.

Температура измеряемой среды измеряется в автоматическом режиме с применением преобразователей измерительных 644 с термопреобразователями сопротивления Rosemount 0065.

СОИ системы реализована на основе системы управления модульной В&R X20 с резервным процессором, вычислителя расхода газа УВП-280А.01 и автоматизированного рабочего места оператора.

Пломбирование системы не предусмотрено.

Программное обеспечение

Комплекс программного обеспечения (далее - ПО) реализован в компонентах СОИ и обеспечивает обработку входных сигналов, а также расчет и хранение параметров дебита скважин в энергонезависимой памяти.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АСУДС.00.001
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.xxxxxx*
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	уууу**.1С87
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16
<p>Примечание: xxxxxx* - номер подверсии из шести десятичных цифр - идентификатор для поиска исходных текстов сборки в автоматизированной системе контроля версий Subversion, используемой производителем, может быть любым; уууу** - служебный идентификатор ПО из четырех шестнадцатеричных цифр, расположен перед контрольной суммой, может быть любым.</p>	

Уровень защиты ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения»

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики установок, в том числе показатели точности, приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 - Метрологические характеристики системы

Характеристика	Значение
ИЛ сырой нефти	
Диапазон избыточного давления на входе в ИЛ, МПа	от 0,7 до 1,1
Диапазон расхода сырой нефти, т/ч	от 8,2 до 136,0
ИЛ пластовой воды	
Диапазон избыточного давления на входе в ИЛ, МПа	от 0,7 до 1,1
Диапазон расхода пластовой воды, т/ч	от 6,8 до 136,0
ИЛ свободного попутного нефтяного газа (ПНГ)	
Диапазон абсолютного давления на входе в ИЛ, МПа	от 0,8 до 1,2
Диапазон объемного расхода свободного ПНГ в стандартных условиях, м ³ /ч	от 1100 до 20000

Продолжение таблицы 2

Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении	
Массового расхода и массы сырой нефти, %	±2,5
Массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, %	
- при содержании объемной доли воды от 0 до 70 % включ.	±6,0
- при содержании объемной доли воды св. 70 до 95 %	±15,0
- при содержании объемной доли воды св. 95 %	Не нормируется
Объемного расхода и объема ПНГ, приведенного к стандартным условиям, %	±5,0
Массы нетто нефти: не нормируется, определяется в соответствии с Методикой измерений для каждого измерения	
Массы воды, %	
- при содержании объемной доли воды от 0 до 70 % включ.	±5,0 %
- при содержании объемной доли воды св. 70 до 95 %	±3,0 %
- при содержании объемной доли воды св. 95 %	±2,5 %

Таблица 2а - Основные технические характеристики системы

Наименование показателя	Значение
Температура измеряемой среды, °С	
- минимальная	+38
- максимальная	+60
Диапазон плотности сырой нефти при +20 °С, кг/м ³	от 900 до 964
Вязкость кинематическая сырой нефти при +20 °С, сСт	не более 40
Диапазон содержания массовой доли воды в сырой нефти*, %	от 0,01 до 5,00
Диапазон плотности пластовой воды, кг/м ³	от 1020 до 1050
Вязкость кинематическая пластовой воды, сСт	не более 1,0
* Содержание массовой доли воды в сырой нефти в ИЛ сырой нефти, т.е., в жидкости прошедшей трехкомпонентную сепарацию в сепарационной емкости.	

Таблица 3 - Параметры электропитания системы.

Наименование показателя	Значение
Род тока	Переменный
Напряжение, В	240 ^{+6%} _{-10%}
Частота тока, Гц	50±1
Потребляемая мощность, кВт А, не более	3,45

Знак утверждения типа

наносится типографским или иным способом на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта системы, с указанием номера свидетельства об утверждении типа средства измерений и даты его выдачи.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система автоматизированная учета дебита скважин МЛСП «Приразломная»	-	1 шт.
Комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей (далее - ЗИП) ¹⁾	-	Согласно паспорту

Продолжение таблицы 4

Наименование	Обозначение	Количество
Автоматизированная система учета дебита скважин МЛСП «Приразломная» Паспорт	ОИ 340.00.00.00.000 ПС	
Автоматизированная система учета дебита скважин МЛСП «Приразломная» Руководство по эксплуатации	ОИ 340.00.00.00.000 РЭ	1 экз.
Методика поверки	МП 0642-9-2017	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 0642-9-2017 «Инструкция. ГСИ. Система автоматизированная учета дебита скважин МЛСП «Приразломная». Методика поверки», утвержденному «ФГУП ВНИИР» 20.10.2017 г.

Основные средства поверки:

- рабочие эталоны по ГОСТ 8.142-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового и объемного расхода (массы и объема) жидкости»;
- рабочие эталоны по ГОСТ Р 8.618-2014 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного и массового расходов газа»;
- рабочие эталоны по ГОСТ 8.614-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов».

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Масса нефти и объем попутного нефтяного газа. Методика измерений с применением автоматизированной системы учета дебита скважин МЛСП «Приразломная» (свидетельство об аттестации № 01.00257-2013/12909-17 от «18» августа 2017).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной учета дебита скважин МЛСП «Приразломная»

Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 15 марта 2016 г. № 179 Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений

ОИ 340.00.00.00.000. Автоматизированная система учета дебита скважин МЛСП «Приразломная». Технический проект

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие ОЗНА-Инжиниринг» (ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг»)

ИНН 0278096217

Адрес: 450071, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Менделеева, 205а

Телефон: (347) 292-79-10

Факс: (347) 292-79-15

E-mail: ozna-eng@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

Тел.(843)272-70-62

Факс 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

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2018 г.