

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1847

Регистрационный № 82774-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-2 УПСВ-4 Ма-
монтовского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-2 УПСВ-4 Ма-
монтовского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» (далее – СИКНС) предназначена для автома-
тизированных измерений массы и параметров сырой нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на использовании прямого метода динамических из-
мерений массы сырой нефти с применением массовых расходомеров. Выходные сигналы изме-
рительного преобразователя массового расходомера поступают на соответствующие входы из-
мерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу сырой
нефти по реализованному в нем алгоритму.

Масса нетто нефти определяется как разность массы нефти сырой и массы балласта. Масса
балласта определяется расчетным методом по результатам измерений массовых долей воды, рас-
творенного газа, механических примесей и массовой концентрации хлористых солей в сырой
нефти.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектиро-
ванной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного произ-
водства. Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в
соответствии с проектной документацией на СИКНС и эксплуатационными документами на ее
компоненты.

СИКНС включает в себя: блок фильтров, блок измерительных линий, блок измерений па-
раметров нефти сырой, узел подключения передвижной поверочной установки, систему обра-
ботки информации.

В составе СИКНС применены следующие средства измерений утвержденных типов:

- расходомеры массовые Promass, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под (далее по тексту – рег.) № 15201-11;
- термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран 270, рег. № 21968-11;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR, рег. № 49519-12;
- преобразователи давления измерительные Cerabar M, рег. № 41560-09;
- преобразователи давления измерительные Deltabar M, рег. № 41560-09;
- влагомеры сырой нефти ВСН-АТ, рег. № 42678-09;
- расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400, рег. № 57762-14.
- комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L») (далее - ИВК), рег. № 43239-15;
- показывающие средства измерений температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С;
- показывающие средства измерений давления, класс точности 0,6;

- показывающие средства измерений давления, применяемые для контроля протечек, класс точности 2,5.

Вспомогательные устройства и технические средства:

- автоматизированное рабочее место (далее по тексту - АРМ) оператора;
- автоматические пробоотборники «Отбор-А-Рслив», совмещенные с ручным отбором проб;

- фильтры жидкостные с быстросъемными крышками;

- запорная и регулирующая арматура.

Пломбирование СИКНС не предусмотрено.

Заводской номер СИКНС указан на табличке, закрепленной на стене блока СИКНС.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКНС (ИВК, АРМ оператора) обеспечивает реализацию функций СИКНС.

Метрологические характеристики СИКНС нормированы с учетом влияния ПО.

Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

Уровень защиты ПО СИКНС «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО ИВК (основной и резервный)	ПО АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Октопус-Л	ОЗНА-Flow
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.05	2.0
Цифровой идентификатор ПО	DFA87DAC	64C56178

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКНС, включая показатели точности и физико-химические свойства измеряемой среды, приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода в режиме дожимной насосной станции (ДНС), м ³ /ч (т/ч)	от 125 до 840 (от 115 до 777)
Диапазон измерений расхода в режиме установки предварительного сброса воды (УПСВ), м ³ /ч (т/ч)	от 125 до 420 (от 115 до 389)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	± 0,25

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	
- при определении объемной доли воды с применением влагомера сырой нефти ВСН-АТ, %:	
- при содержании объемной доли воды 26,72 % (массовой доли воды 30,00 %)	± 1
- при содержании объемной доли воды от 26,72 до 50,00 % (массовая доля воды от 30,00 до 54,00 %)	± 2,8
- при содержании объемной доли воды от 50,00 до 70,00 % (массовая доля воды от 54,00 до 73,30 %)	± 5
- при содержании объемной доли воды от 73,30 до 90,00 % (массовая доля воды от 73,30 до 90,00 %)	± 17,2
- при определении объемной доли воды по ГОСТ 2477, %:	
- при содержании объемной доли воды до 26,72 % (массовой доли воды до 30,00 %)	± 1,6
- при содержании объемной доли воды от 26,72 до 50,00 % (массовая доля воды от 30,00 до 54,00 %)	± 4,4
- при содержании объемной доли воды от 50,00 до 70,00 % (массовая доля воды от 54,00 до 73,30 %)	± 10,3
- при содержании объемной доли воды от 73,30 до 90,00 % (массовая доля воды от 73,30 до 90,00 %)	± 33,6

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	сырая нефть
Количество измерительных линий, шт	3 (2 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Диапазон избыточного давления сырой нефти, МПа	от 0,5 до 4,0
Диапазон плотности обезвоженной дегазированной нефти при 20 °С, кг/м ³	от 860 до 888,5
Плотность пластовой воды при 20 °С, кг/м ³	от 1003 до 1011
Диапазон кинематической вязкости, сСт (мм ² /с)	от 5 до 20
Диапазон температуры сырой нефти, °С	от +40 до +70
Массовая доля воды в сырой нефти, %	от 30 до 90
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,038
Массовая доля хлористых солей в сырой нефти, %	от 0,005 до 0,03
Массовая доля парафина, %, не более	6
Содержание растворенного газа, м ³ /м ³ , не более	20
Содержание свободного газа	не допускается

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³ , не более	1,5
Режим работы СИКНС	непрерывный
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38 (трехфазное), 220±22 (однофазное) 50±1
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится в нижней части титульного листа руководства по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКНС приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-2 УПСВ-4 Мамонтовского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз», заводской № 261		1 шт.
Руководство по эксплуатации	ОИ 261.00.00.00.000 РЭ	1 экз.
Методика поверки	МП 1269-9-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в инструкции «ГСИ. Масса нефти в составе сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-2 УПСВ-4 Мамонтовского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2013/13409-15).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-2 УПСВ-4 Мамонтовского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

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: +7(347) 292-79-10

Факс: +7(347) 292-79-15

E-mail: ozna-eng@ozna.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева» (ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 «а»

Телефон: +7(843) 272-70-62

Факс: +7(843)272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц ВНИИР – филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU 310592.

