



Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 564 ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения	Внесена в Государственный реестр средств измерений. Регистрационный номер <u>36645-07</u>
---	--

Изготовлена по технической документации АО "Гипротюменьнефтегаз"
Заводской номер 564.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 564 ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения (далее СИКН) предназначена для измерения массы нефти в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.595-2004.

СИКН установлена на территории ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения Пуровского района, ЯНАО и предназначена для коммерческого учета нефти, сдаваемой ООО "РН-Пурнефтегаз" в систему магистральных нефтепроводов ОАО "Сибнефтепровод" ОАО "АК "Транснефть".

Вид климатического исполнения УХЛ 1 по ГОСТ 15150-69.

ОПИСАНИЕ

СИКН реализует косвенный метод динамических измерений массы нефти в трубопроводе в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.595-2004.

СИКН обеспечивает:

- измерение объема нефти;
- измерение технологических показателей узла учета: давления, температуры нефти в измерительных линиях и в блоке измерения показателей качества нефти;
- измерение объемной и массовой доли воды в нефти;
- измерение плотности нефти;
- измерение расхода нефти в блоке измерения показателей качества нефти;
- управление автоматическими пробоотборниками;
- проведение поверки преобразователей расхода и вычисление результатов поверки;
- проведение контроля метрологических характеристик преобразователей расхода и вычисление результатов контроля;
- вычисление массы нетто нефти.

Вид выходных сигналов, передаваемых от измерительных преобразователей к блоку обработки информации:

- от турбинных преобразователей расхода, от поточных преобразователей плотности и преобразователя расхода в линии качества - частотный сигнал;
- от преобразователей температуры (в линии качества), давления, вторичного прибора поточного влагомера – унифицированный токовый сигнал 4 – 20 мА;
- от преобразователей температуры на измерительных линиях - сопротивление

термопреобразователя.

Первичные измерительные преобразователи, исполнительные устройства, ИВК и АРМ оператора верхнего уровня соединены между собой проводными линиями связи.

В состав СИКН входят:

основные средства измерений и оборудование, устанавливаемые в технологической части СИКН в составе:

блока фильтров, в который входят два фильтра СДЖ-200-6,4 Ду 150 мм, Ру 64 кгс/см² с двумя преобразователями перепада давления Сапфир-22ДД-Ех, шестью шаровыми кранами S2AX Ду 200 мм, Ру 6,4 МПа;

блока измерительных линий (БИЛ), состоящего из пяти линий – три измерительные (далее ИЛ), одной резервной и одной контрольной, в каждой из которых установлены трубчатые струевыпрямители, преобразователи расхода турбинные модели TQ-150-40 (изготовитель – MMG Венгрия) (далее – ТПР), преобразователи избыточного давления "Сапфир-22ДИ-Ех", термопреобразователи сопротивления ТСП 9418, четыре шаровых крана S2AX Ду 200 мм, Ру 6,4 МПа, задвижки клиновые типа ЗКЛ –150-40, манометр показывающий сигнализирующий ДМ 2005Cr1-Ех;

блок измерения показателей качества нефти (БИК), в который входят:

два пробоотборника автоматических "Проба-1М", диспергатор Д-50 по ГОСТ 2517-85, пробозаборное устройство щелевого типа, датчик давления "Fisher Rosemount Inc" модели 1151, преобразователь измерительный "Fisher Rosemount" модели 244, два влагомера нефти поточных "УДВН-1пм", два преобразователя плотности поточных "Solartron-7835", расходомер жидкости турбинный "Barton" Ду 50 мм, Ру 40 кгс/см², кран ручного отбора проб по ГОСТ 2517-85, задвижки Ду 50 мм Ру 40 кгс/см² и вентили Ду 15 и 20 мм Ру 40 кгс/см²;

основные средства измерений и оборудование, устанавливаемые вне технологической части СИКН, включающие: систему обработки информации (СОИ "Пульсар-С1" в составе:

блока обработки информации (БОИ) "Пульсар-3.2"; контроллеров ввода аналоговых сигналов КВС-12; вторичного прибора счетчика объема жидкости "Пульсар-3.1", прибора эталонного "Пульсар-01Э";

дополнительные средства измерений и оборудование, включающие:

два индикатора фазового состояния потока ИФС-1В-700 с прибором аналоговым показывающим и регистрирующим А-542; два блока программного управления автоматическими пробоотборниками БП, два вторичных блока поточных влагомеров;

рабочие эталоны, в качестве которых используется: трубопоршневая установка 2 разряда (далее – ТПУ) Сапфир С-500-40 со следующими характеристиками: диапазон расходов от 50 до 500 м³/ч, рабочее давление до 4,0 МПа, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,1%, в комплекте с преобразователями давления модели "Сапфир-22РР" и термопреобразователями сопротивления ТСП 9418.

Основные технические характеристики СИКН:

Пределы измерений:

объемного расхода по каждой ИЛ	от 55 до 500 м ³ /ч
объемного расхода по СИКН	от 55 до 1500 м ³ /ч
давления (верхний предел)	до 4,0 МПа
перепада давления (верхний предел)	до 0,1 МПа
температуры	от 0 до + 50°С
плотности	от 780 до 900 кг/м ³
массовой доли воды в нефти	до 0,5 %

Метрологические характеристики:

пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема нефти	$\pm 0,15 \%$;
пределы допускаемой относительной погрешности измерений расхода нефти в БИК	$\pm 5,0 \%$
пределы допускаемой приведенной погрешности измерений:	
давления	$\pm 0,5 \%$
перепада давления	$\pm 2,5 \%$
пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений:	
температуры	$\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$
плотности	$\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$
объемной доли воды в нефти	$\pm 0,05 \%$
пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы нетто нефти	$\pm 0,35 \%$;
пределы допускаемой относительной погрешности вычисления коэффициента преобразования ТПР при аппроксимации градуировочной характеристики	$\pm 0,01 \%$
пределы допускаемой относительной погрешности вычисления коэффициента преобразования ТПР при поверке с помощью ТПУ	$\pm 0,025 \%$
пределы допускаемой относительной погрешности вычисления коэффициента преобразования ТПР при поверке с помощью контрольного ТПР	$\pm 0,015 \%$

Условия эксплуатации:

температура окружающего воздуха:

для первичных измерительных преобразователей от 0 до + 50 °С

для ИВК и АРМ оператора верхнего уровня от + 15 до + 35 °С

относительная влажность окружающего воздуха:

для первичных измерительных преобразователей до 98 %

для устройств, устанавливаемых вне технологической части СИКН до 85 %

режим работы непрерывный

напряжение питания переменного тока 220 В_{-15%}^{+10%}

частота (50 ± 1) Гц

Вид измерительной системы в соответствии с классификацией ГОСТ Р 8.596-2002:ИС-2.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульный лист документа "Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 564 ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения ООО "РН-Пурнефтегаз" методом штемпелевания.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность СИКН представлена в таблице 1.

Таблица 1

Наименование средства измерений или оборудования	Тип оборудования и средства измерений	Ко- л- во	Номер Госреестр а
1	2	3	4
Блок измерительных линий			
Фильтр	СДЖ-200-6,4	2	-
Преобразователь перепада давления	"Сапфир 22ДД-Ех"	3	10297-85
Счетчики жидкости турбинные	"Турбоквант", модель TQ-150-40	5	7049-79
Преобразователь измерительный взрывозащищенный	"Сапфир 22ВН мод. ДИ"	5	7849-89
Термопреобразователь сопротивления	"ТСП-9418", класс А	5	15196-06
Манометр показывающий сигнализирующий	ДМ 2005 Cr1-Ех;; 0 - 4,0 МПа	1	29532-05
Блок измерения показателей качества			
Пробозаборное щелевое устройство	Щелевое ПЗУ с пятью отверстиями Dy = 300 мм	1	-
Диспергатор	Д-50	1	-
Пробоотборник автоматический	"Проба-1М-50"	2	-
Преобразователь плотности жидкости измерительный	"Solartron", модель 7835	2	15644-06
Влагомер нефти поточный	УДВН-1пм	2	14557-05
Преобразователь измерительный	"Fisher Rosemount", модель 244Е	1	14684-06
Датчик давления	"Fisher-Rosemount Inc", мод. 1151	1	13849-04
Турбинный преобразователь расхода	"Бартон" Dy 50 мм	1	22654-02
Кран ручного отбора проб	ГОСТ 2517-85	1	-
Термостатирующее устройство		1	-
Основные средства измерений, устанавливаемые вне технологической части СИКН			
Система обработки информации	"Пульсар-С1"	1	20030-05
- блок обработки информации	"Пульсар-3.2"	1	16552-97
- вторичный прибор ТПР	"Пульсар-3.1	1	15585-02
- прибор эталонный	"Пульсар-01Э"	1	18157-99
- контроллер ввода аналоговых сигналов	КВС-12	2	16814-97
- вторичный блок поточных влагомеров		2	-0
Дополнительные средства измерений и оборудование			
Индикатор фазового состояния потока	ИФС - 1В - 700	2	-
Прибор аналоговый показывающий и регистрирующий	А-542	3	12891-91
Вторичный блок поточных влагомеров	УДВН-1пм	2	14557-05

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
Блок программного управления пробоотборником	БПУ-3	2	-
Рабочие эталоны			
ТПУ 2 ^{го} разряда	Сапфир С-500-40	1 компл.	23520-02
Датчик давления	"Fisher Rosemount Inc" модели 1151	1	13849-04
Преобразователь измерительный	"Fisher Rosemount" модели 244	1	14684-06

ПОВЕРКА

Поверка СИКН производится в соответствии с документом "Инструкция ГСИ Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 564 ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения. Методика поверки", утвержденным в июле 2007 г. ГЦИ СИ ФГУ "Тюменский ЦСМ".

Межповерочный интервал – 1 год.

В перечень основного поверочного оборудования входят средства измерений, приведенные в таблице 2.

Таблица 2

Наименование средства поверки	Технические характеристики
ТПУ Smith - 100 – 40, 1 разряда	Диапазон расхода 10-100 м ³ /ч, предел допускаемой относительной погрешности 0,05%
Магазин сопротивлений Р4831 ТУ 25-04.319-80	Диапазон сопротивлений от 0 до 300 Ом; погрешность не более ± 0,02 %
Калибратор давления	Диапазон давлений от 0 до 4,0 МПа, относительная погрешность не более ± 0,1 %
Калибратор температуры	Диапазон температур от 0 до 50 °С; абсолютная погрешность не более ± 0,05 °С
Установка поточная пикнометрическая	"Fitzgerald" погрешность измерений не более ± 0,1 кг/м ³
Устройство поверки вторичной аппаратуры УПВА	Выходной ток 4-20мА, основная приведенная погрешность 0,025%; Погрешность воспроизведения частоты выходного сигнала ± 0,001 %

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ Р 8.595-2004. ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений;

МИ 2441-97. Рекомендация. ГСИ. Испытания для целей утверждения типа измерительных систем. Общие требования;

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем.
Основные положения;

Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти, Уфа, НПО "Нефтеавтоматика", 2005 г.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 564 ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения ООО "РН-Пурнефтегаз" утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель: ООО "Нефтегазмонтаж", Россия, 629830, г. Губкинский, ЯНАО, Тюменская область
ПТП "Эра-1", 644042, г. Омск, а /я 1159, пр-т К.Маркса, д18, к.12, тел./факс (3812) 619-333

Заявитель: ООО «РН-Пурнефтегаз»,
Россия, 629830, ЯНАО, г. Губкинский, мкр. 10, д. 3,
(34936) 5-12-72, 3-18-99, 5-50-25
E-mail info@purneftegaz.ru

Адрес расположения СИКН: территория ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения, ООО «РН-Пурнефтегаз», Пуровский район, ЯНАО.

Руководитель организации-заявителя:

Генеральный директор
ООО "РН-Пурнефтегаз"



В.А. Литвиненко