

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» марта 2021 г. №288

Регистрационный № 81179-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе ДНС-6 с УПСВ и КНС Котовского нефтяного месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе ДНС-6 с УПСВ и КНС Котовского нефтяного месторождения (далее – СИКНС) предназначена для измерений массы нефти сырой.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих от преобразователей массы, давления, температуры, влагосодержания, объемного расхода.

Конструктивно СИКНС включает в себя:

- входной и выходной коллекторы;
- блок измерительных линий (далее – БИЛ), состоящий из одной рабочей и одной контрольно-резервной измерительных линий;
- блок измерений показателей качества (далее – БИК);
- шкаф СОИ;
- автоматизированное рабочее место оператора.

Средства измерений, входящие в состав измерительных каналов (далее – ИК) СИКНС, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Средства измерений, входящие в состав ИК СИКНС

Наименование ИК	Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть
ИК массового расхода	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модификации CMF 300 с измерительным преобразователем 2700 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 45115-10)	Контроллер измерительный FloBoss S600+ (регистрационный номер в ФИФОЕИ 64224-16)
ИК температуры	Термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 53211-13) Преобразователь измерительный Rosemount 644 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 56381-14)	Барьер искрозащиты серии Z модели Z787 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 22152-07) Контроллер измерительный FloBoss S600+ (регистрационный номер в ФИФОЕИ 64224-16)
ИК давления	Датчик давления Метран-150 модели 150TG (регистрационный номер в ФИФОЕИ 32854-13)	
ИК влагосодержания	Влагомер нефти поточный УДВН-1пм (модификация УДВН-1пм2) (регистрационный номер в ФИФОЕИ 14557-15) (далее – УДВН-1пм2)	Контроллер измерительный FloBoss S600+ (регистрационный номер в ФИФОЕИ 64224-16)
ИК объемного расхода	Счетчик нефти турбинный МИГ исполнения 32Ш (регистрационный номер в ФИФОЕИ 26776-08)	
Примечание – ФИФОЕИ – Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.		

СИКНС выполняет следующие основные функции:

- измерение массового расхода и массы, давления, температуры нефти сырой;
- измерение объемной доли воды в нефти сырой;
- измерение объемного расхода нефти сырой в БИК;
- отбор проб нефти сырой по ГОСТ 2517–2012;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа.

Пломбирование СИКНС не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНС обеспечивает реализацию функций СИКНС.

ПО СИКНС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий и пломбированием соответствующих конструктивов и блоков.

Уровень защиты ПО «средний» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Идентификационные данные ПО СИКНС приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	NGI_FLOW.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	0.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО	92B3B72D
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК СИКНС

Наименование ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности
ИК массового расхода	от 50 до 260 т/ч	$\delta: \pm 0,25 \%$
ИК температуры	от 0 до 50 °С	$\Delta: \pm 0,62 \text{ }^\circ\text{C}$
ИК давления	от 0 до 4 МПа	$\gamma: \pm 0,56 \%$
ИК влагосодержания	от 0,01 до 10 % ¹⁾	$\Delta: \pm 0,12 \%$
ИК объемного расхода	от 0 до 8 м ³ /ч	$\delta: \pm 2,76 \%$ ²⁾

¹⁾ Диапазон показаний от 0 до 12 %.

²⁾ В диапазоне расхода (20–100) % от максимального

Примечания

1 Приняты следующие обозначения:

δ – относительная погрешность, %;

Δ – абсолютная погрешность, в единицах измеряемой величины;

γ – приведенная погрешность, % (нормирующим значением принята разность между максимальным и минимальным значениями диапазона измерений).

2 Для расчета погрешности ИК в условиях эксплуатации:

– приводят форму представления основных и дополнительных погрешностей измерительных компонентов ИК к единому виду (приведенная, относительная, абсолютная);

– для каждого измерительного компонента ИК рассчитывают пределы допускаемых значений погрешности в условиях эксплуатации путем учета основной и дополнительных погрешностей от влияющих факторов.

Пределы допускаемых значений погрешности измерительного компонента ИК в условиях эксплуатации $\Delta_{СИ}$ рассчитывают по формуле

$$\Delta_{СИ} = \pm \sqrt{\Delta_0^2 + \sum_{i=0}^n \Delta_i^2},$$

где Δ_0 – пределы допускаемой основной погрешности измерительного компонента;

Δ_i – погрешности измерительного компонента от i -го влияющего фактора в условиях эксплуатации при общем числе n учитываемых влияющих факторов.

Для каждого ИК рассчитывают границы, в которых с вероятностью равной 0,95 должна находиться его погрешность в условиях эксплуатации, $\Delta_{ИК}$ по формуле

$$\Delta_{ИК} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\sum_{j=0}^k (\Delta_{СИj})^2},$$

где $\Delta_{СИj}$ – пределы допускаемых значений погрешности $\Delta_{СИ}$ j -го измерительного компонента ИК в условиях эксплуатации.

Таблица 4 – Метрологические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти сырой, т/ч*	от 50 до 260
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти сырой, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти сырой при измерении объемной доли воды с применением УДВН-1пм2, %, при объемной доле воды в нефти сырой: – от 0 до 5 % включ. – св. 5,0 до 8,9 %	±0,35 ±0,4
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА: – при наличии барьера искрозащиты, % – при отсутствии барьера искрозащиты, %	±0,07 ±0,05
* Массовый расход сырой нефти по отдельной измерительной линии должен соответствовать диапазону измерений массового расхода, на который поверен счетчик-расходомер массовый.	

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Рабочая среда	нефть сырая
Температура нефти сырой, °С	от +10 до +40
Избыточное давление нефти сырой, МПа	от 0,5 до 3,5
Физико-химические показатели нефти сырой: – плотность обезвоженной дегазированной нефти при температуре 20 °С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м ³ – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более – объемное содержание растворенного газа, м ³ /м ³ , не более – плотность растворенного газа в нефти сырой при стандартных условиях, кг/м ³ – содержание свободного газа, %	от 888,3 до 902,1 10 3000 0,1 2 от 1,05 до 1,25 отсутствует
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ / 380 ⁺³⁸ ₋₅₇ 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха в блок-боксе БИЛ, БИК, °С – температура окружающего воздуха в операторной, °С – относительная влажность, %, не более – атмосферное давление, кПа	от +5 до +38 от +15 до +25 80, без конденсации влаги от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе ДНС-6 с УПСВ и КНС Котовского нефтяного месторождения, заводской № 427-4	–	1 шт.
Паспорт	427-4.00.00.00.000 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	427-4.00.00.00.000 РЭ	1 экз.
Методика поверки	МП 2701/1-311229-2020	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на выходе ДНС-6 с УПСВ и КНС Котовского нефтяного месторождения», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2017.27892.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на выходе ДНС-6 с УПСВ и КНС Котовского нефтяного месторождения

Приказ Росстандарта от 7 февраля 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»

