

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» августа 2024 г. № 1773

Регистрационный № 92808-24

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки групповые автоматизированные измерительные ВАРГ-А

Назначение средства измерений

Установки предназначены для измерений параметров многофазных потоков: массового расхода нефтегазоводяной смеси (газожидкостная смесь, добываемая из нефтяных и газоконденсатных скважин), массового расхода скважинной жидкости без учёта воды, объемного расхода свободного и растворенного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенного к стандартным условиям.

Описание средства измерений

Установки являются изделием, позволяющим определять параметры многофазного потока флюида без его предварительной сепарации.

Для определения параметров среды используется рентгеновское излучение, которое генерируется излучателем, основанным на рентгеновской трубке. Обработка полученных данных и формирование финальных результатов производится в блоке вычислителя расходомера.

Установки состоят из следующих основных частей: технологический блок, блок контроля и управления.

Технологический блок представляет собой блок-бокс с установленным технологическим оборудованием и предназначен для приема нефтегазоводяной смеси, направления её через многофазный расходомер Варг, формирования измерительной информации по массовому расходу, плотности и обводнённости жидкости, объемному расходу и давлению газа, температуре жидкости и газа и последующего сброса этой смеси в коллектор.

В состав технологического блока входят:

- блок-бокс с освещением, отоплением, приточно-вытяжной вентиляцией;
- арматурный узел (АУ), состоящий из многофазного расходомера Варг, трубопроводной обвязки, дренажной системы, пробоотборного устройства, запорной арматуры, рамы. Принцип работы АУ технологического блока заключается в измерении параметров нефтегазоводяной смеси (далее – НГВС) при помощи расходомера Варг, с последующим их преобразованием в данные, которые передаются в блок контроля и управления. Длительность измерений определяется в зависимости от конкретных условий: дебита скважин, способа добычи, состояния разработки месторождения и других условий;
- арматурный узел переключения скважин, состоящий из трубопроводной обвязки, дренажной системы, запорной арматуры, рамы и переключателя скважин многоходового (ПСМ) (если он предусмотрен технологической схемой установки). Исходный поток нефтегазоводяной смеси по присоединенным от скважин трубопроводам поступает в технологический блок на арматурный узел переключения скважин. При помощи переключателя скважин (ПСМ), а при его отсутствии, при помощи электроприводной арматурой исходный

поток одной из скважин направляется в АУ где проходит через расходомер Варг для измерения параметров многофазного потока;

- приборы КИПиА: манометр, термометр, датчик давления, датчик температуры и другие приборы необходимые для технологического контроля, а также газоанализаторы, охранно-пожарная сигнализация и система пожаротушения (если предусмотрена требованиями к составу установки).

Блок контроля и управления представляет собой блок-бокс с установленным оборудованием системы электроснабжения установки, системы контроля и управления, системы связи, системы охранно-пожарной сигнализации и системы пожаротушения (если предусмотрена техническим заданием).

В состав БКУ (если он предусмотрен требованиями к составу установки) входит:

- блок-бокс с освещением, отоплением, приточно-вытяжной вентиляцией и системой кондиционирования, включающий в себя:

- рабочее место оператора, представляющее собой персональный компьютер (ПК) со специальным программным обеспечением для обработки информации, получаемой от многофазного расходомера Варг и вывода результатов измерения параметров многофазных потоков на монитор;

- шкаф распределительный (ШР), представляющий собой навесной или напольный электрический шкаф с электрическими компонентами для учета и распределения электрической энергии потребителям;

- шкаф контроля и управления (ШКУ), представляющий собой навесной или напольный электрический шкаф с электрическими компонентами для подачи электропитания приборам КИПиА и получения сигналов от приборов КИПиА и информации от многофазного расходомера Варг на ПК оператора, предназначен для обработки сигналов от приборов КИПиА, расходомера Варг и управления приводами;

- шкаф охранно-пожарной сигнализации (ШОПС) (если он предусмотрен требованиями к составу установки), представляющий собой навесной электрический шкаф с электрическими компонентами для подачи электропитания приборам охранно-пожарной сигнализации, получения от них сигналов и передачи в ШКУ);

- шкаф связи (ШС) (если он предусмотрен требованиями к составу установки), представляющий собой навесной электрический шкаф с электрическими компонентами для передачи информации в системы верхнего уровня;

- автоматизированная система пожаротушения (АСПТ) (если она предусмотрена требованиями к составу установки);

- кондиционер (если он предусмотрен требованиями к составу установки).

Заводской номер установок наносится типографским методом или гравировкой на табличку, которая крепится снаружи у входа в блок технологический. Формат нанесения заводского номера – цифровой.

Общий вид установок и место обозначения заводского номера приведены на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Нанесение защитных пломб осуществляется на узлы расходомера многофазного Варг, входящего в состав установок (блок детектирования, блок излучателя, рентгензащита), в соответствии с его описанием типа.

Установка имеет фирменную табличку, соответствующую требованиям ГОСТ 12971, размещенную на видном месте снаружи у входа в блок технологический.



Рисунок 1 – Общий вид установок и место обозначения заводского номера (указано стрелкой)

Структура записи условного обозначения установок, в зависимости от типоразмера и варианта исполнения:

| | | | | | | | | |
|--------|----|-----|------|------|-----|-------|-------|--------------------------------|
| ВАРГ-А | -Н | -10 | -100 | -200 | -63 | -УХЛ1 | -0001 | НЕФТ.3683-001-90018831-2022 ТУ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |

| | | |
|---|------------------------------------|--|
| 1 | Исполнение Установки | ВАРГ-А – Установка групповая автоматизированная измерительная |
| 2 | Тип скважинной продукции | Н – продукция нефтяных скважин К – продукция газовых или газоконденсатных скважин |
| 3 | Количество подключаемых скважин | Заполняется изготовителем |
| 4 | Диаметр входного трубопровода, мм | Заполняется изготовителем (может отличаться от диаметра расходомера) |
| 5 | Диаметр выходного трубопровода, мм | Заполняется изготовителем |
| 6 | Условное давление, МПа | Заполняется изготовителем |
| 7 | Климатическое исполнение | Заполняется изготовителем |
| 8 | Порядковый номер проекта | Заполняется изготовителем |
| 9 | Номер ТУ | НЕФТ.3683-001-90018831-2022 ТУ |

Пример условного обозначения установки:

ВАРГ-А-Н-10-100-200-63-УХЛ1-0001 НЕФТ.3683-001-90018831-2022ТУ

Программное обеспечение

В установке применяется программное обеспечение (ПО) многофазного расходомера Варг, входящего в состав установки.

Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

| | |
|--|----------|
| Идентификационные данные | Значение |
| Идентификационное наименование ПО | LibWarg |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | 1.3 |
| Контрольная сумма метрологически значимой части ПО | 15BD |

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

Влияние программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик.

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Метрологические характеристики

| Наименование характеристики | Значение |
|---|---------------------------------|
| Диапазон измерений массового расхода жидкой смеси, т/сут | от 1 до 5800* |
| Диапазон измерений объемного расхода газа в рабочих условиях, м ³ /сут | от 2,4 до 10000* |
| Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений массы скважинной жидкости, %, не более | ±2,5 |
| Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений массы скважинной жидкости за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа при содержании воды в скважинной жидкости (в объемных долях), % - от 0 % до 70 % - св. 70 % до 95 % - св. 95 % | ±6,0 ±15,0 не нормируется |
| Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений объема свободного попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенного к стандартным условиям, % | ±5,0 |
| * Указаны значения для всех типоразмеров. Значения для конкретного изделия указываются в паспорте. | |

Таблица 3 – Основные технические характеристики

| Наименование характеристики | Значения |
|--|------------------------|
| Рабочая среда | нефтегазоводяная смесь |
| Минимальное избыточное давление линии, МПа | 0,4 |
| Номинальное давление, МПа (в зависимости от исполнения) | 4,0; 6,3; 10,0; 25,0 |
| Температура рабочей среды, °С | от -5 до 121* |
| | от -30 до +121** |
| Кристаллизация пластовой воды | не допускается* |
| | допускается** |
| Пропускная способность по массовому расходу жидкой смеси, т/сут | до 5800*** |
| Номинальная пропускная способность по объемному расходу газа в рабочих условиях, м ³ /сут | от 2400 до 10000*** |
| Содержание объемной доли воды в сырой нефти (обводненность WLR), % об. | от 0 до 100 |
| Объемная доля газа в линии (газосодержание, GVF), % об. | от 0 до 95 |

Продолжение таблицы 3

| Наименование характеристики | Значения |
|--|-----------------------------------|
| Содержание сероводорода, % об. в газе | не более 2 (исполнение С1) |
| | не более 6 (исполнение С2) |
| | более 6 (исполнение С3) |
| Диапазон плотности скважинной жидкости, кг/м ³ | от 600 до 1300 |
| Массовая доля механических примесей, %, не более | 0,25 |
| Напряжение питания от сети переменного тока, В (в зависимости от исполнения) | 220 ⁺²² ₋₃₃ |
| | 380 ⁺³⁸ ₋₅₇ |
| Частота переменного тока, Гц | 50±1 |
| Расчетный срок службы, лет, не менее | 20 |
| * при применении в составе установки многофазного расходомера Варг в исполнении Т1; ** при применении в составе установки многофазного расходомера Варг в исполнении Т2; *** максимальное значение для всех типоразмеров. Значения для конкретного изделия указывается в паспорте. | |

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится типографским методом или гравировкой на фирменную табличку, размещенную на видном месте снаружи у входа в блок технологический, и типографским методом на титульном листе паспорта и руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Комплектность установки приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность установки

| Наименование | Обозначение | Количество, шт. (экз.) |
|--|---|------------------------|
| Установка | ВАРГ-А-Х-Х-Х-Х-Х-Х* НЕФТ.3683-001-90018831-2022 ТУ | 1 |
| Паспорт | НЕФТ-3683-002-90018831-2022 ПС | 1 |
| Руководство по эксплуатации | НЕФТ-3683-002-90018831-2022 РЭ | 1 |
| *Х – шифр исполнения установок согласно НЕФТ.3683-001-90018831-2022 ТУ | | |

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п.1.4.3 «Устройство и работа установки» и в разделе 1.5 «Описание и работа составных частей изделия» документа «Установка групповая автоматизированная измерительная ВАРГ-А. Руководство по эксплуатации» НЕФТ-3683-002-90018831-2022 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п.6.2.1 и п.6.5);

ГОСТ Р 8.1016-2022 «ГСИ. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования»;

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

НЕФТ-3683-001-90018831-2022 ТУ «Установки передвижные измерительные многофазные ВАРГ-М, установки групповые автоматизированные измерительные ВАРГ-А. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «НЕФТЕМАШ-ИНЖИНИРИНГ»
(ООО «НЕФТЕМАШ-ИНЖИНИРИНГ»)
ИНН 1660336601
Юридический адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 46А, помещ. 13

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «НЕФТЕМАШ-ИНЖИНИРИНГ»
(ООО «НЕФТЕМАШ-ИНЖИНИРИНГ»)
ИНН 1660336601
Юридический адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 46А, помещ. 13
Адрес места осуществления деятельности: 420141, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Салиха Батыева, д. 19, оф. 6
Телефон: +7(843)273-86-82
E-mail: info@n-m-i.com

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19
Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»
Телефон: +7(843) 272-70-62
Факс: +7(843) 272-00-32
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

