

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2021 г. № 2837

Регистрационный № 83978-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные «НИКА-ОПТИМАСС»

Назначение средства измерений

Установки измерительные «НИКА-ОПТИМАСС» (далее по тексту – установки) предназначены для прямых и косвенных измерений массы и массового расхода скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды и объема и объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, извлекаемых из недр (добываемых из нефтяных скважин) с последующим архивированием и передачей результатов измерений на диспетчерский пункт нефтяного промысла.

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на разделении газожидкостного потока продукции нефтяных скважин на жидкостную и газовую составляющие с помощью сепаратора и последующем измерении массы и массового расхода скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды, объема и объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям. Массу скважинной жидкости измеряют прямым методом динамических измерений при сливе или косвенным методом измерений с применением объемных расходомеров жидкости и данных по плотности скважинной жидкости определенных по результатам измерений влагосодержания при помощи поточного влагомера и данных лабораторных измерений плотности обезвоженной дегазированной нефти и пластовой воды. Содержание воды в скважинной жидкости определяют с помощью влагомера или на основании лабораторных измерений или по результатам измерений плотности скважинной жидкости по каналу измерений плотности массового расходомера жидкости с использованием результатов лабораторных измерений плотности обезвоженной дегазированной нефти и пластовой воды. Массу скважинной жидкости без учета воды и попутного нефтяного газа после сепарации определяют как разность массы скважинной жидкости, массы воды и растворенного газа.

Измерение отделенной в процессе сепарации массы скважинной жидкости производится кориолисовыми счетчиками-расходомерами. Измерение выделившегося в процессе сепарации попутного нефтяного газа производится с применением кориолисовых, вихревых или ультразвуковых счетчиков-расходомеров, позволяющих по измеренным значениям давления газа, температуры, коэффициента сжимаемости и времени, вычислить объем и объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям.

В состав установок входят следующие основные части:

- блок технологический (далее по тексту – БТ);
- блок аппаратный (далее по тексту – БА);
- блоки функциональные;
- комплект средств жизнеобеспечения.

В состав БТ входят измерительный и распределительный модули.

Основным элементом измерительного модуля является двухкамерный или однокамерный горизонтальный или вертикальный сепаратор.

Емкость сепарационная предназначена для отделения газа от жидкости, поступающей со скважины, и периодического пропускания жидкости через счетчики жидкости и газа.

Измерительный модуль комплектуется расходомерами жидкости (массовыми), расходомерами газа – массовыми или объемными, влагомерами, преобразователями температуры и давления.

Используемые в составе установок для измерения расхода жидкости и газа средства измерений перечислены в таблицах 1 и 2 соответственно, используемые преобразователи влагосодержания приведены в таблице 3, измерительно-вычислительные контроллеры – в таблице 4.

Таблица 1 – Средства измерений расхода жидкости

Наименование	Регистрационный номер
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	45115-16
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	71393-18
Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS	76785-19
Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS модели RC	75394-19
Счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260»	42953-15
Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак	47266-16
Счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс	70629-18
Расходомеры-счетчики массовые Optimass x400	53804-13
Расходомеры массовые Promass	15201-11
Расходомеры массовые Promass 100, Promass 200	57484-14
Расходомеры массовые Promass (модификации Promass 300, Promass 500)	68358-17
Счетчики-расходомеры массовые СКАТ	60937-15
Счетчики-расходомеры массовые МИР	68584-17
Счетчики-расходомеры массовые СКАТ-С	75514-19
Расходомеры массовые кориолисовые ГКС FC410, ГКС FC430	62320-15

Таблица 2 – Средства измерений расхода газа

Наименование	Регистрационный номер
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	45115-16
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	71393-18
Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS	76785-19
Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS модели RC	75394-19
Счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260»	42953-15
Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак	47266-16
Счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс	70629-18
Расходомеры-счетчики массовые Optimass x400	53804-13
Расходомеры массовые Promass	15201-11
Расходомеры массовые Promass 100, Promass 200	57484-14
Расходомеры массовые Promass (модификации Promass 300, Promass 500)	68358-17
Счетчики-расходомеры массовые СКАТ	60937-15
Счетчики-расходомеры массовые МИР	68584-17
Счетчики-расходомеры массовые СКАТ-С	75514-19
Расходомеры массовые кориолисовые ГКС FC410, ГКС FC430	62320-15
Счетчики газа КТМ600 РУС	62301-15
Расходомеры Turbo Flow GFG	57146-14

Наименование	Регистрационный номер
Счетчики газа ультразвуковые FLOWSIC 600	43981-11
Счетчики газа ультразвуковые СГУ	57287-14
Счетчики газа вихревые СВГ	13489-13
Расходомеры-счетчики вихревые 8800	14663-12
Расходомеры-счетчики вихревые OPTISWIRL 4070	52514-13
Расходомеры вихревые Prowirl	15202-14
Расходомеры ультразвуковые «Вымпел-100»	60934-15
Преобразователи расхода вихревые «ЭМИС-Вихрь 200 (ЭВ-200)»	42775-14
Датчики расхода газа ДРГ.М	26256-06
Датчики расхода газа «ДУМЕТИС-1223М»	77155-19
Датчики расхода-счетчики «ДАЙМЕТИК-1261»	67335-17
Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 7300	67993-17
Расходомеры-счетчики газа ультразвуковые ЭЛМЕТРО-Флоус (ДРУ)	73894-19
Комплексы учёта газа ЭМИС-ЭСКО 2230	60577-15
Расходомеры-счетчики тепловые t-mass	35688-13

Таблица 3 – Средства измерений содержания доли воды

Наименование	Регистрационный номер
Влагомеры сырой нефти ВСН-2	24604-12
Влагомеры поточные ВСН-АТ	62863-15
Влагомеры поточные моделей L и F	56767-14
Измерители обводненности Red Eye® модели Red Eye® 2G и Red Eye® Multiphase	47355-11
Влагомеры сырой нефти ВСН-ПИК-Т	59365-14
Влагомеры микроволновые поточные МПВ700	65112-16
Влагомеры нефти поточные ПВН-615Ф	63101-16
Влагомеры «САТЕЛ-РВВЛ»	69346-17

Для измерений давления применяются измерительные преобразователи давления, с диапазоном измерений от 0 до 10 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности не более $\pm 0,5$ % и манометры показывающие, с пределами измерений от 0 до 10 МПа, с классом точности не ниже 1,5.

Для измерений разности давлений и гидростатического давления столба жидкости применяются измерительные преобразователи разности давлений и гидростатического давления столба жидкости, с верхним пределом измерений, соответственно 0,4 МПа и 0,016 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности не более $\pm 0,5$ %.

Для измерений температуры применяются измерительные преобразователи температуры, с диапазоном измерений от минус 5 до плюс 100 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,5$ °С.

Вспомогательные средства измерений могут быть любого типа, в том числе:

- измерительные преобразователи давления, с диапазоном измерений от 0 до 25,0 (250) МПа (кгс/см^2) с классом точности не ниже 0,5;
- измерительные преобразователи температуры, с диапазоном измерений от 0 до 100 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,5$ °С;
- измерительные преобразователи разности давлений и гидростатического давления столба жидкости с верхним пределом измерений, соответственно, 400 кПа и 16 кПа и пределами допускаемой приведенной погрешности не более $\pm 0,5$ %;

– счетчики жидкостные турбинные, с диапазоном измерений от 0 до 170 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности не более ± 1,5 %;

– манометры показывающие, с пределами измерений от 0 до 25,0 (250) МПа (кгс/см²), с классом точности не ниже 1,5.

Для индикации наличия свободного нефтяного газа в скважинной жидкости используются влагомеры многофазные поточные «КВАЛИТЕТ» ВМП.0704 (регистрационный № 79608-20).

В состав модуля БТ входят: входные трубопроводы, блок трехходовых кранов или переключатель скважин многоходовой (далее по тексту – ПСМ) с измерительным трубопроводом, байпасный трубопровод, выходной коллектор, патрубки для подключения передвижной измерительной установки, фильтры.

В состав БА входит блок измерений и обработки информации (далее по тексту – БИОИ) и шкаф силовой взрывозащищенного или общепромышленного исполнения.

В составе БИОИ могут быть применены следующие измерительные контроллеры.

Таблица 4 – Измерительно-вычислительные контроллеры

Наименование	Регистрационный номер
Контроллеры SCADAPack 32/32P, 314/314E, 330/334 (330E/334E), 350/357, (350E/357E), 312, 313, 337E, 570/575	69436-17
Контроллеры SCADAPack на основе измерительных модулей 5209, 5232, 5305	56993-14
Контроллеры программируемые DirectLOGIC, CLICK, Productivity 2000, Productivity 3000, Protos X, Terminator	65466-16
Контроллеры программируемые SIMATIC S7-300	15772-11
Модули измерительные контроллеров программируемых SIMATIC S7-1500	60314-15
Системы управления модульные B&R X20	57232-14
Контроллеры программируемые логические AC500/S500, AC500eCo/S500eCo	51396-12
Контроллеры измерительные K15	75449-19
Контроллеры программируемые логические MKLogic200	67996-17
Контроллеры программируемые логические MKLogic-500	65683-16

Комплекс программного обеспечения (далее по тексту – ПО) предназначен для обеспечения выполнения установками измерительных функций, а также обеспечения безопасного режима эксплуатации технологического оборудования, удаленного контроля и управления установкой.

Установки имеют отдельные исполнения, различающиеся по максимальному массовому расходу скважинной жидкости и объемному расходу свободного попутного нефтяного газа. Пример записи обозначения приведен ниже:

«НИКА-ОПТИМАСС» - XXXX-XX-XXX ТУ 28.99.39-051-29191682-2018

1 2 3 4 5

1 – наименование;

2 – типоразмер (максимальный массовый расход скважинной жидкости, т/сут) установки;

3 – количество подключаемых скважин;

4 – климатическое исполнение;

5 – обозначение ТУ.

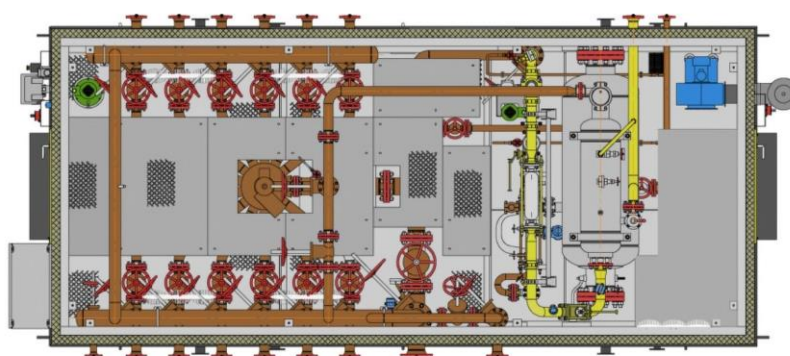


Рисунок 1- Установка измерительная «НИКА-ОПТИМАСС». Общий вид.

Заводской (серийный) номер установок наносится методом лазерной маркировки на таблички, которые крепятся снаружи технологического блока и аппаратного блока, приводится в эксплуатационной документации. Пломбирование установок не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее по тексту - ПО) установок обеспечивает реализацию их функций. Защита от непреднамеренных и преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных осуществляется путем идентификации и защиты от несанкционированного доступа.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» согласно Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения». Погрешности установок нормированы с учетом влияния ПО.

Идентификационные данные ПО установок приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	ScadaPCK32	ScadaPACK 3xx/3xxE	ScadaPACK 5xx/5xxx	Direct Logic	SIMATIC S7-300	SIMATIC S7-400	SIMATIC S7-1200	SIMATIC S7-1500	B&R X20	K15	MKLogic200	MKLogic-500
Идентификационное наименование программного обеспечения	NIKA.MSP32	NIKA.MSP3	NIKA.MSP5	NIKA.MDL	NIKA.MS3	NIKA.MS4	NIKA.MS12	NIKA.MS15	NIKA.MBR	NIKA.MK15	NIKA.MKL2	NIKA.MKL5
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	SP32 .xxxx	SP3 .xxxx	SP5 .xxxx	DL .xxxx	S3 .xxxx	S4 .xxxx	S12 .xxxx	S15 .xxxx	BR .xxxx	K15 .xxxx	MKL2 .xxxx	MKL2 .xxxx
Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Примечание: xxx – номер подверсии												

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики установок приведены в таблицах 6 и 7

Таблица 6 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода скважинной жидкости, т/сут	от 0,3 до 4000
Диапазон изменений объёмного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям, м ³ /ч (м ³ /сут)	от 1 до 68750 (от 24 до 1650000)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости, %	± 2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды при содержании воды в скважинной жидкости (в объемных долях), %	
от 0 до 70 %	± 6,0
свыше 70 до 95 %	± 15,0
свыше 95 %	не нормируется
Пределы допускаемой относительной погрешности измерении объема газа, %	± 5,0

Таблица 7 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Скважинная жидкость
Диапазон давления, МПа, (кгс/см ²)	от 0,3 (3,0) до 16,0 (160)
Диапазон температуры перекачиваемой рабочей среды, °С	от - 5 ¹ до + 100
Диапазон кинематической вязкости рабочей среды, мм ² /с	от 1 до 2500 ²
Диапазон плотности рабочей среды, кг/м ³	от 650 до 1320
Диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 650 до 980
Диапазон плотности пластовой воды, кг/м ³	1000-1320
Объемная доля воды в скважинной жидкости, %	от 0 до 100
Содержание механических примесей не более, мг/л	5000
Содержание парафина не более, % объемных	15,0
Содержание сероводорода, объемное, % не более	25,0
Количество входов для подключения скважин	от 1 до 30
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц - потребляемая мощность, кВА, не более	380±38/220±22 50±0,4 20
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	У, М, УХЛ
Средняя наработка на отказ (за исключением компонентов КИП и А, срок службы которых определен в технической документации на данные изделия), ч, не менее	80000
Срок службы, лет	20
¹ – при условии отсутствия кристаллизованной влаги в рабочих условиях скважинной жидкости. ² – при условии состояния жидкости в текучем состоянии, достаточном для обеспечения сепарации газа. В ином случае изготовитель предусматривает техническое решение для обеспечения сепарации, например, предварительный подогрев, увеличение объема сепаратора и т.д. Пропускная способность установки, при вязкости жидкости свыше 500 мм ² /с, определяется индивидуально	

Знак утверждения типа

наносится в центр титульных листов паспорта и руководства по эксплуатации установок типографическим способом, на таблички БТ и БА – методом лазерной маркировки или аппликацией.

Комплектность средства измерений

Комплект поставки установок измерительных «НИКА-ОПТИМАСС» приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Комплект поставки установок измерительных «НИКА-ОПТИМАСС»

Наименование	Обозначение	Кол-во
Установка измерительная «НИКА-ОПТИМАСС»	«НИКА-ОПТИМАСС» - XXXX-XX-XXX ТУ 28.99.39- 051-29191682-2018	1 шт.
Руководство по эксплуатации	НПЗУ-00.00.00.000 РЭ	1 экз.
Паспорт	НПЗУ-00.00.00.000 ПС	1 экз.
Комплект ЗИП	—	1 комп.
Комплект монтажных частей	—	1 комп.
Методика поверки поставляется по требованию потребителя.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса скважинной жидкости и объем попутного нефтяного газа. Методика измерений с применением установок измерительных «НИКА-ОПТИМАСС».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам измерительным «НИКА-ОПТИМАСС»

Постановление Правительства РФ от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»

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

ПНСТ 360-2019 «Предварительный национальный стандарт РФ. ГСИ. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».

ТУ 28.99.39-051-29191682-2018 Установки измерительные «НИКА-ОПТИМАСС». Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «НИКА-ПЕТРОТЭК»
(ООО «НИКА-ПЕТРОТЭК»)
ИНН 7734720936

Юридический адрес: 620075, Российская Федерация, Свердловская область, город Екатеринбург, улица Толмачева, дом 22, офис 5.

Адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: 427950, Российская Федерация, Удмуртская Республика, город Камбарка, улица Советская, дом 23.

Тел.: +7 (343) 287-49-40

E-mail: info@nikapetrotech.com

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 843 272 46 11

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №РА.RU 310592

