

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакциях, утвержденных приказами Росстандарта № 727 от 06.06.2016 г.,
№ 2463 от 26.11.2018 г.)

Установки передвижные для измерений количества сырой нефти и попутного нефтяного газа УИСН-П

Назначение средства измерений

Установки передвижные для измерений количества сырой нефти и попутного нефтяного газа УИСН-П (далее – установки) предназначены для измерений количества извлекаемой из недр сырой нефти и нефтяного газа.

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на сепарации жидкой и газообразной фаз сырой нефти и измерениях массы сепарированной жидкости с помощью массовых расходомеров, объема сепарированного газа с помощью объемных расходомеров газа. Содержание объемной доли воды в сепарированной жидкости измеряется поточным преобразователем влагосодержания или вычисляется по результатам измерений плотностей сырой нефти, воды и обезвоженной нефти. Остаточное газосодержание нефти после сепарации оценивается по специальному алгоритму, приведенному в методике измерений и реализованному в программном обеспечении установки. После измерений сырая нефть и нефтяной газ попадают в смеситель и, далее, в нефтесборный коллектор.

Установки могут применяться для измерений количества сырой нефти и нефтяного газа на одиночных скважинах и в составе групповых измерительных установок на кусте скважин.

Конструктивно установки состоят из технологического блока и аппаратного отсека с измерительно-вычислительным комплексом (далее - ИВК), размещенных в едином блок-боксе. Установки устанавливаются на шасси автомобиля повышенной проходимости или автомобильного прицепа.

Установки обеспечивают выполнение следующих функций:

- сепарацию продукции скважины при рабочем давлении в нефтегазовом сепараторе для последующих измерений;
- непрерывное автоматическое измерение массы сырой нефти счетчиками-расходомерами массовыми;
- непрерывное автоматическое измерение плотности сырой нефти поточными преобразователями плотности или счетчиками-расходомерами массовыми;
- непрерывное автоматическое измерение объемной доли воды в сепарированной жидкости поточным преобразователем влагосодержания или вычисление содержания объемной доли воды по результатам измерения плотностей сырой нефти, пластовой воды и нефти;
- непрерывное автоматическое измерение объема сепарированного свободного нефтяного газа объемным расходомером свободного нефтяного газа;
- непрерывное автоматическое измерение давления и температуры жидкости и газа на входе и выходе установки датчиками давления и температуры;
- визуальный контроль давления и температуры жидкости и газа манометрами и термометрами на входе и выходе установки и газовом сепараторе;
- отбор в дискретно-непрерывном режиме жидкости автоматическим пробоотборником (дополнительная опция);
- периодический отбор проб жидкости ручным пробоотборником;
- автоматическое измерение и регулирование уровня жидкости в сепараторе;
- вычисление массы нефти без учета воды;

- вычисление дебита нефтесодобывающей скважины по жидкости, сырой нефти без учета воды, газу и воде;
- отображение измеряемых и вычисляемых значений на дисплее на рабочем месте оператора;
- регистрацию и хранение информации о результатах измерений количества и параметров сырой нефти по скважине за период не менее одного года;
- создание и ведение электронного журнала событий;
- защита программного обеспечения установки от несанкционированного доступа системой паролей.

Общий вид установки представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид Установки

Пломбирование и защита от несанкционированного доступа показано на рис. 2

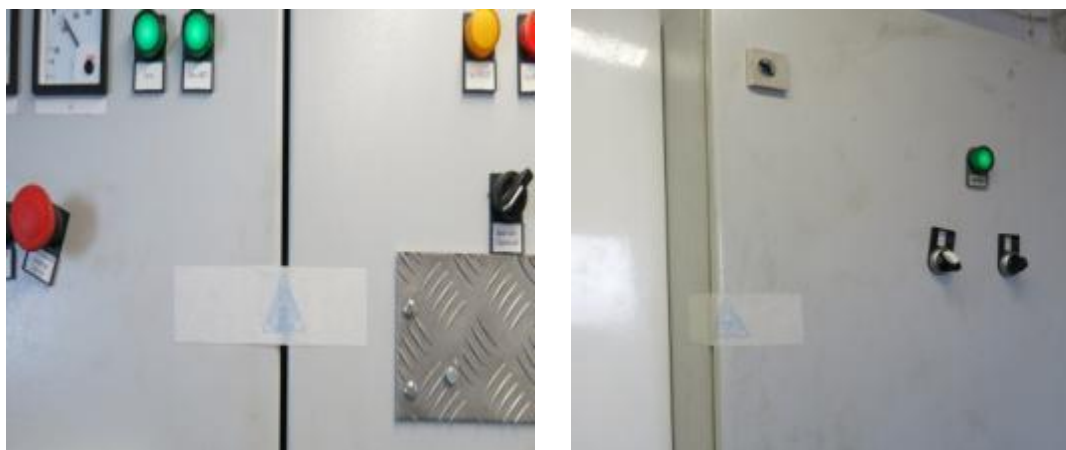


Рисунок 2 - Пломбирование шкафа с измерительно-вычислительным комплексом

Установки выпускаются в различных модификациях, отличающихся диапазонами измерений расхода жидкости и газа, приведенного к стандартным условиям, но имеющие одинаковые метрологические характеристики. Сведения о модификациях установок представлены в таблице 1. Установки на предельное рабочее давление до 4,0 МПа обозначены как УИСН-П-Х. Установки на предельное рабочее давление до 6,3 МПа обозначены как УИСН-П-Х-6,3, где Х – суточный дебит жидкости, т/сут.

Таблица 1 – Модификации установок

Модели установок	Диапазон расхода жидкости, т/ч (т/сут)	Диапазон расхода газа при рабочих условиях, м ³ /ч	Средства измерения расхода среды									
			жидкость	газ								
УИСН-П-100	от 0,008 до 4,17 (от 0,2 до 100)	от 1 до 50	счетчик-расходомер массовый Micro Motion; расходомер массовый Promass; расходомер массовый I/A Series с преобразователями расхода CFS10, CFS20 и измерительными преобразователями CFT50, CFT51, счётчик-расходомер массовый Элметро-Фломак	счетчик газа ультразвуковой СГУ (ДРУ); счетчик газа ультразвуковой ГУВР-011; расходомер-счетчик газа ультразвуковой Turbo Flow UFG; расходомер ультразвуковой ГиперФлоу-УС; расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 7300; счетчик газа КТМ600 РУС								
		от 4 до 125										
		от 10 до 400										
		от 20 до 650										
УИСН-П-100-6,3	от 0,008 до 4,17 (от 0,2 до 100)	от 1 до 50			счетчик-расходомер массовый Micro Motion; расходомер массовый Promass; расходомер массовый I/A Series с преобразователями расхода CFS10, CFS20 и измерительными преобразователями CFT50, CFT51, счётчик-расходомер массовый Элметро-Фломак	счетчик газа ультразвуковой СГУ (ДРУ); счетчик газа ультразвуковой ГУВР-011; расходомер-счетчик газа ультразвуковой Turbo Flow UFG; расходомер ультразвуковой ГиперФлоу-УС; расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 7300; счетчик газа КТМ600 РУС						
		от 4 до 125										
		от 10 до 400										
		от 20 до 650										
УИСН-П-400	от 0,075 до 16,67 (от 1,8 до 400)	от 1 до 200					счетчик-расходомер массовый Micro Motion; расходомер массовый Promass; расходомер массовый I/A Series с преобразователями расхода CFS10, CFS20 и измерительными преобразователями CFT50, CFT51, счётчик-расходомер массовый Элметро-Фломак	счетчик газа ультразвуковой СГУ (ДРУ); счетчик газа ультразвуковой ГУВР-011; расходомер-счетчик газа ультразвуковой Turbo Flow UFG; расходомер ультразвуковой ГиперФлоу-УС; расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 7300; счетчик газа КТМ600 РУС				
		от 4 до 350										
	от 0,075 до 20,833 (от 1,8 до 500)	от 40 до 1600							счетчик-расходомер массовый Micro Motion; расходомер массовый Promass; расходомер массовый I/A Series с преобразователями расхода CFS10, CFS20 и измерительными преобразователями CFT50, CFT51, счётчик-расходомер массовый Элметро-Фломак	счетчик газа ультразвуковой СГУ (ДРУ); счетчик газа ультразвуковой ГУВР-011; расходомер-счетчик газа ультразвуковой Turbo Flow UFG; расходомер ультразвуковой ГиперФлоу-УС; расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 7300; счетчик газа КТМ600 РУС		
		от 62,5 до 2500										
УИСН-П-400-6,3	от 0,075 до 16,67 (от 1,8 до 400)	от 1 до 200	счетчик-расходомер массовый Micro Motion; расходомер массовый Promass; расходомер массовый I/A Series с преобразователями расхода CFS10, CFS20 и измерительными преобразователями CFT50, CFT51, счётчик-расходомер массовый Элметро-Фломак	счетчик газа ультразвуковой СГУ (ДРУ); счетчик газа ультразвуковой ГУВР-011; расходомер-счетчик газа ультразвуковой Turbo Flow UFG; расходомер ультразвуковой ГиперФлоу-УС; расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 7300; счетчик газа КТМ600 РУС								
		от 4 до 350										
УИСН-П-400-6,3	от 0,075 до 16,67 (от 1,8 до 400)	от 40 до 1600									счетчик-расходомер массовый Micro Motion; расходомер массовый Promass; расходомер массовый I/A Series с преобразователями расхода CFS10, CFS20 и измерительными преобразователями CFT50, CFT51, счётчик-расходомер массовый Элметро-Фломак	счетчик газа ультразвуковой СГУ (ДРУ); счетчик газа ультразвуковой ГУВР-011; расходомер-счетчик газа ультразвуковой Turbo Flow UFG; расходомер ультразвуковой ГиперФлоу-УС; расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 7300; счетчик газа КТМ600 РУС
		от 62,5 до 2500										

Окончание таблицы 1 – Модификации установок

Моде-ли ус-тановок	Диапазон расхода жидкости, т/ч (т/сут)	Диапазон расхода газа при рабочих условиях, м ³ /ч	Средства измерения расхода среды	
			жидкость	газ
УИСН-П-1500	от 4,17 до 62,5 (от 100 до 1500)	от 40 до 1600	счетчик-расходомер массовый Micro Motion; расходомер массовый Promass; расходомер массовый I/A Series с преобразователями расхода CFS10, CFS20 и измерительными преобразователями CFT50, CFT51, счётчик-расходомер массовый Элметро-Фломак	счетчик газа ультразвуковой СГУ (ДРУ); счетчик газа ультразвуковой ГУВР-011; расходомер-счетчик газа ультразвуковой Turbo Flow UFG; расходомер ультразвуковой ГиперФлоу-УС; расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 7300; счетчик газа КТМ600 РУС
		от 250 до 6300		
		от 250 до 9500		
УИСН-П-1500-6,3	от 4,17 до 62,5 (от 100 до 1500)	от 40 до 1600		
		от 250 до 6300		
		от 250 до 9500		

Перечень всех средств измерений, которыми могут быть комплектованы установки, представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень СИ, используемых в установках

п/п	Наименование СИ
1	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF с измерительным преобразователем 2700
2	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели F с измерительным преобразователем 2700
3	Расходомер массовый Promass с первичным преобразователем расхода Promass I и электронным преобразователем 83
4	Расходомер массовый Promass с первичным преобразователем расхода Promass E и электронным преобразователем 83
5	Расходомер массовый I/A Series с преобразователями расхода CFS10, CFS20 и измерительными преобразователями CFT50, CFT51
6	Влагомер поточный модели ПВН-615.001 (модификации «С»)
7	Влагомер сырой нефти ВСН-2
8	Влагомер поточный модели F
9	Влагомер сырой нефти ВОЕСН
10	Влагомер поточный RED EYE модели RedEye 2G
11	Влагомер поточный RED EYE модели Multiphase
12	Датчик давления Метран-100
13	Датчик давления Метран-150
14	Датчики давления Метран-75
15	Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран 2700
16	Преобразователи давления AUTROL мод. АРТ3100, АРТ3200
17	Преобразователь измерительный 644
18	Преобразователи измерительные АТТ2100
19	Термометры цифровые малогабаритные ТЦМ 9410

п/п	Наименование СИ
20	Манометр для точных измерений МТИ
21	Термометр стеклянный ртутный лабораторный ТЛ-4 № 1
22	Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2
23	Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 3
24	Уровнемер OPTIFLEX 1300С
25	Уровнемер контактный микроволновый VEGAFLEX 61
26	Счетчик газа ультразвуковой ГУВР-011
27	Расходомер ультразвуковой ГиперФлоу-УС
28	Расходомер-счетчик газа ультразвуковой Turbo Flow UFG
29	Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7845
30	Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 7300
31	Счетчик газа КТМ600 РУС
32	Дифманометр сильфонный показывающий ДСП-160
33	Счетчики газа ультразвуковые СГУ (ДРУ)
34	Счетчик-расходомер массовый Элметро -Фломак
35	Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304
36	Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) установок выполняет следующие функции:

- вычисление параметров массы, объема, расхода, температуры, давления, плотности, коэффициентов среды;
- обмен данными с контроллером УСО;
- преобразование параметров входных электрических сигналов в значения величин;
- контроль значений величин;
- представление учетной информации в виде отчетов (оперативный, сменный, суточный, на партию жидкости);
- создание и ведение архивов учетной информации;
- создание и ведение журналов событий;
- определение контрольной суммы CRC32 исполняемого файла программы;
- защита от несанкционированного доступа системой паролей;
- управление автоматическим пробоотборником;
- автоматическое и ручное дистанционное управление приводами регуляторов расхода.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	0458.01.02	УИСН-П
Номер версии (идентификационный номер)	0458.01.02	0795.01.02
Цифровой идентификатор ПО	4A29C4AA	106E2F03

Защита программного обеспечения установок от преднамеренных и непреднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения». Примененные специальные средства защиты в достаточной мере исключают возможность несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных (вычисленных) данных.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики установок приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Метрологические характеристики установок

Наименование характеристики	Значение характеристики
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении:	
- массы сырой нефти, %	±2,5
- массы сырой нефти без учета воды при содержании воды в сырой нефти до 70 % в объемных долях, %	±6,0
- массы сырой нефти без учета воды при содержании воды в сырой нефти от 70 % до 95 % в объемных долях, %	±15,0
- массы сырой нефти без учета воды при содержании воды в сырой нефти свыше 95 % в объемных долях, %	не нормируется
- объема свободного нефтяного газа, %	±5,0

Технические характеристики установок приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Технические характеристики установок.

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	сырая нефть и свободный нефтяной газ
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти, т/ч (т/сут)	от 0,008 до 62,5* (от 0,2 до 1500)*
Диапазон измерений объемного расхода газа при рабочих условиях, м ³ /ч (м ³ /сут)	от 1 до 9500* (от 24 до 228000)*
Характеристики рабочей жидкости (сырая нефть):	
- диапазон рабочей температуры, °С	от -10 до +85*
- давление рабочей среды, МПа, не более	10*
- диапазон объемной доли воды в сырой нефти, %	от 0 до 100*
- диапазон плотности сырой нефти, кг/м ³	от 785,0 до 1200*
- содержание механических примесей в сырой нефти, %, не более	0,5*
- кинематическая вязкость сырой нефти при 20 °С, сСт, не более	150(800)*
- массовая доля сероводорода, % объемные доли, не более	2 (6)*
- содержание парафинов, %, не более	6,0*
- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	310000
Параметры электрического питания:	
- род тока	переменный
- напряжение, В	380 ⁺³⁸ ₋₅₇
- частота, Гц	50,0 ± 1,0
- потребляемая мощность, кВт, не более	20
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды в аппаратном и технологическом отсеках, °С	от 15 до 25
- относительная влажность окружающего воздуха при температуре 15 °С, %, не более	96
- рабочий диапазон атмосферного давления, кПа	от 84 до 106,7

Наименование характеристики	Значение характеристики
Габаритные размеры, мм, не более:	
- длина	8500
- ширина	2600
- высота	3990
Масса, кг, не более	12 000
Срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ по функции измерения количества сырой нефти и нефтяного газа, ч, не менее	12000
* Определяется комплектацией УИСН-П	

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации методом компьютерной графики и на паспортную табличку методом офсетной печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 - Комплектность средства измерений.

Наименование	Обозначение	Количество
Установка для измерений количества сырой нефти и свободного нефтяного газа УИСН-П		1 шт.
Комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей		1 шт.
Руководство по эксплуатации		1 экз.
Руководство оператора		
Паспорт		
Методика поверки	МП 0221-9-2015	1 экз.
*Комплект поставки установки может дополняться по условиям контракта.		

Поверка

осуществляется по документу МП 0221-9-2015 «ГСИ. Инструкция. Установки передвижные для измерений количества сырой нефти и попутного нефтяного газа УИСН-П. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 30 марта 2015 г.

Основные средства поверки:

- Государственный первичный специальный эталон массового расхода многофазной среды ГЭТ-195-2011 (далее ГЭТ - 195), диапазон воспроизведения:
массового расхода газожидкостной смеси (далее - ГЖС) от 2 до 110 т/ч;
объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям от 0,1 до 250,0 м³/ч;

расширенная неопределенность (при коэффициенте охвата $k = 2$) воспроизведения:
массового расхода ГЖС 0,46 %;
объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям 0,38 %.

- Рабочий эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей 1-го разряда по ГОСТ 8.637-2013 в диапазоне массового расхода жидкости от 0,02 т/ч до 27,00 т/ч и объемного расхода газа от 0,4 м³/ч до 700 м³/ч.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Масса сырой нефти и объем попутного нефтяного газа. Методика измерений установками передвижными для измерений количества сырой нефти и попутного нефтяного газа УИСН-П» (свидетельство об аттестации № 01.00257-2013/2009-15 от 9 февраля 2015 г., зарегистрирована в ФР под № ФР.1.29.2015.21153).

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Дебит скважин по нефти и попутному нефтяному газу. Методика измерений установками передвижными для измерений количества сырой нефти и попутного нефтяного газа УИСН-П» (свидетельство об аттестации № 01.00257-2013/10109-17 от 13 июля 2017 г., зарегистрирована в ФР под № ФР.1.29.2017.27983).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установке передвижной для измерений количества сырой нефти и попутного нефтяного газа УИСН-П

ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемых 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

ТУ 3667-0458-97243614-2010 Установки передвижные для измерений количества сырой нефти и попутного нефтяного газа УИСН-П

Изготовитель

ООО «ИМС Индастриз»

ИНН 7736545870

Адрес: 142703, Московская обл., Ленинский район, г. Видное, ул. Донбасская, д.2, стр.10, ком.611

Тел.: +7 (495) 775-77-25, 221-10-50

E-mail: ims@imsholding.ru

ООО «Системы Нефть и Газ»

ИНН 5050024775

Адрес: 141100, Московская область, г. Щелково, ул. Заводская, д.1, корп.1

Тел.: +7 (495) 995-01-53, 995-52-50; тел./факс: +7 (495) 741-21-18

E-mail: office@oosng.ru

ООО «Домодедовский опытный машиностроительный завод»

ИНН 7710535349

Адрес: 142005, Московская область, г. Домодедово, ул. Кирова, 27

Тел./факс: +7 (495) 788-57-81

E-mail: domz@domz.ru

ООО «Системы Нефть и Газ Балтия»

ИНН 3908036487

Адрес: 236039 г. Калининград, ул. Портовая 41

Тел.: +7 (4012) 63-12-47, факс: +7 (4012) 47-41-84

E-mail: info@ogsb.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Нефтяные и Газовые Измерительные Технологии» (ООО «НГИТ»)

Адрес: 143026, г. Москва, территория Сколково Инновационного Центра, ул. Нобеля, дом 7, помещение 73

Тел.: +7 (499) 519-64-48

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии»

Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул.2-я Азинская, 7А

Тел.: +7 (843) 272-70-62

Факс: +7 (843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310592 от 24.02.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.