

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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 массовых или 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. 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 массы сепарированного свободного нефтяного газа массовым расходомером и вычисление объема сепарированного свободного нефтяного газа по результатам измерений его плотности;
- 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 нефтедобывающей 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.

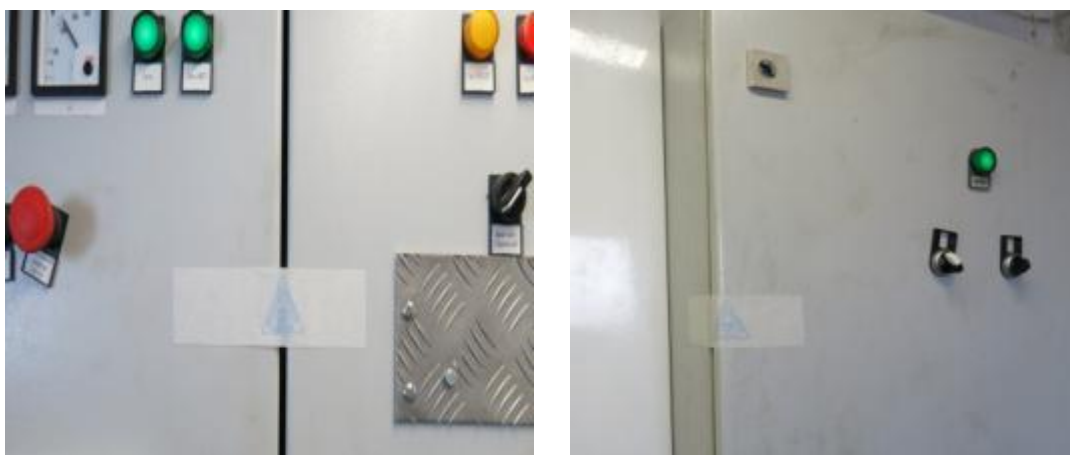


Рисунок 2 Пломбирование шкафа с измерительно-вычислительным комплексом

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.	счетчик-расходомер массовый Micro Motion; расходомер массовый Promass; счетчик газа ультразвуковой ГУВР-011; расходомер-счетчик газа ультразвуковой Turbo Flow UFG; расходомер ультразвуковой ГиперФлоу-УС.
		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.	счетчик-расходомер массовый Micro Motion; расходомер массовый Promass; счетчик газа ультразвуковой ГУВР-011; расходомер-счетчик газа ультразвуковой Turbo Flow UFG; расходомер ультразвуковой ГиперФлоу-УС
		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.	счетчик-расходомер массовый Micro Motion; расходомер массовый Promass; счетчик газа ультразвуковой ГУВР-011; расходомер-счетчик газа ультразвуковой Turbo Flow UFG; расходомер ультразвуковой ГиперФлоу-УС
		от 4 до 350		
		от 40 до 1600		
		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.	счетчик-расходомер массовый Micro Motion; расходомер массовый Promass; счетчик газа ультразвуковой ГУВР-011; расходомер-счетчик газа ультразвуковой Turbo Flow UFG; расходомер ультразвуковой ГиперФлоу-УС
		от 4 до 350		
		от 40 до 1600		
		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 массо- вый Micro Motion; расходомер массовый Pro- mass; расходомер массовый I/A Series с преобразователями расхода CFS10, CFS20 и измерительными преобра- зователями CFT50, CFT51.	счетчик-расходомер массовый Mi- cro Motion; счетчик газа ультразвуковой ГУВР-011; расходомер-счетчик газа ультра- звуковой Turbo Flow UFG; расходомер ультразвуковой Ги- перФлоу-УС
		от 250 до 6300		счетчик газа ультразвуковой ГУВР-011;
		от 250 до 9500		расходомер-счетчик газа ультра- звуковой TurboFlow UFG; расходомер ультразвуковой Ги- перФлоу-УС
УИСН- П- 1500- 6,3	от 4,17 до 62,5 (от 100 до 1500)	от 40 до 1600	счетчик-расходомер массо- вый Micro Motion; расходомер массовый Pro- mass; расходомер массовый I/A Series с преобразователями расхода CFS10, CFS20 и измерительными преобра- зователями CFT50, CFT51.	счетчик-расходомер массовый Mi- cro Motion; счетчик газа ультразвуковой ГУВР-011; расходомер-счетчик газа ультра- звуковой Turbo Flow UFG; расходомер ультразвуковой Ги- перФлоу-УС
		от 250 до 6300		счетчик газа ультразвуковой ГУВР-011;
		от 250 до 9500		расходомер-счетчик газа ультра- звуковой TurboFlow UFG; расходомер ультразвуковой Ги- перФлоу-УС

Перечень всех средств измерений, которыми могут быть комплектованы установки, пред-
ставлен 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»)

Окончание таблицы 2 – Перечень СИ, используемых в установках.

п/п	Наименование СИ
7	Влагомер сырой нефти ВСН-2 (используется при содержании объемной доли воды в измеряемой среде не более 84 %)
8	Влагомер поточный модели F (используется при содержании объемной доли воды в измеряемой среде не более 84 %)
9	Влагомер сырой нефти ВОЕЧН (используется при содержании объемной доли воды в измеряемой среде не более 84 %)
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	Преобразователи давления AUTROL мод. АРТ3100, АРТ3200
15	Преобразователь измерительный 644
16	Преобразователи измерительные АТТ2100
17	Термометры цифровые малогабаритные ТЦМ 9410
18	Манометр для точных измерений МТИ
19	Термометр стеклянный ртутный лабораторный ТЛ-4 № 1
20	Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2
21	Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 3
22	Уровнемер OPTIFLEX 1300С
23	Уровнемер контактный микроволновый VEGAFLEX 61
24	Счетчик газа ультразвуковой ГУВР-011
25	Расходомер ультразвуковой ГиперФлоу-УС
26	Расходомер-счетчик газа ультразвуковой Turbo Flow UFG
27	Расходомер термоанемометрический Turbo Flow TFG
28	Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7845

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
Номер версии (идентификационный номер)	0458.01.02
Цифровой идентификатор ПО	4A29C4AA
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

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, %	$\pm 2,5$
- массы сырой нефти без учета воды при содержании объемной доли воды в сырой нефти: от 0 % до 70 % от 70 % до 95 % свыше 95 %	$\pm 6,0$ $\pm 15,0$ не нормируется
- объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	$\pm 5,0$

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 0,1 до 1500)*
Диапазон измерений объемного расхода газа при рабочих условиях, м ³ /ч (м ³ /сут)	от 1 до 9500* (от 24 до 228000)*

Продолжение таблицы 5 – Технические характеристики установок.

Наименование характеристики	Значение характеристики
Характеристики рабочей жидкости (сырая нефть): - диапазон рабочей температуры, °С - давление рабочей среды, МПа, не более - диапазон объемной доли воды в сырой нефти, % - диапазон плотности сырой нефти, кг/м ³ - содержание механических примесей в сырой нефти, %, не более - кинематическая вязкость сырой нефти при 20 °С, сСт, не более - массовая доля сероводорода, ppm, (млн ⁻¹), не более - содержание парафинов, % - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	от 0 до 75* 6,3* от 1 до 98* от 785,0 до 1200* 0,5 150 5,0 от 0,6 до 6,0 310000
Параметры электрического питания: - род тока - напряжение, В - частота, Гц - потребляемая мощность, кВт, не более	переменный 380 ⁺³⁸ ₋₅₇ 50,0 ± 1,0 20
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды в аппаратном и технологическом отсеках, °С - относительная влажность окружающего воздуха при температуре 15 °С, %, не более - рабочий диапазон атмосферного давления, кПа	от 15 до 25 96 от 84 до 106,7
Габаритные размеры: - длина, мм, не более - ширина, мм, не более - высота, мм, не более	8500 2600 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
* Приведен верхний предел измерений для всего типа установок	

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Установка для измерений количества сырой нефти и свободного нефтяного газа УИСН	1 шт.
Комплект ЗИП	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 экз.
Руководство оператора	1 экз.
Паспорт	1 экз.
Методика поверки	1 экз.

Поверка

установки осуществляется согласно 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» 30.03.15 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 усло-	от 0,1 до 250,0 м ³ /ч;

виям

расширенная неопределенность (при коэффициенте охвата $k = 2$) воспроизведения:

массового расхода ГЖС	0,46 %;
объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям	0,38 %.

Или

- рабочий эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей 1-го разряда в диапазоне массового расхода жидкости от 0,02 т/ч до 27,00 т/ч и объемного расхода газа от 4 м³/ч до 400 м³/ч (регистрационный № эталона 3.6.АВН.0001.2014).

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.)

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

1 ГОСТ Р 8.615-2005 «ГСИ. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».

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

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

Изготовитель

ООО «ИМС Индастриз»

Юридический адрес: 105187, г. Москва, ул. Щербаковская, дом 53, корпус 15

ИНН 7736545870

ООО «Системы Нефть и Газ»

Юридический адрес: 141100, Московская область, г.Щелково, ул. Заводская, дом 1, корпус 1.

ИНН 5050024775

ООО «Домодедовский опытный машиностроительный завод»

Юридический адрес: 142005, Московская область, г. Домодедово, мкр. Центральный, ул. Кирова, строение 27.

ИНН 7710535349

ООО «Системы Нефть и Газ Балтия»

Юридический адрес: 236039, г. Калининград, ул. Портовая, дом 41.

ИНН 3908036487

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Корпорация ИМС»
Юридический адрес: 109012 г. Москва, Б. Черкасский переулок, дом 4, строение 6
Почтовый адрес: 117312 г. Москва, ул. Вавилова, д. 47 а
Тел.: +7 (495) 221-10-50/+7 (495) 221-10-51

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»).

Юридический адрес: Россия, Республика Татарстан,
420088, 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

С.С. Голубев

М.п. «___» _____ 2015 г.