

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Передвижные комплексы для исследования и освоения скважин

Назначение средства измерений

Передвижные комплексы для исследования и освоения скважин (далее - ПКИОС) предназначены для автоматического измерения дебита нефтегазодобывающих скважин по массе сырой нефти, массе сырой нефти без учета воды, массе нетто нефти и по объему попутного нефтяного газа посредством сепарации продукции с последующей утилизацией попутного газа на факеле и сбросом сырой нефти в нефтесборную систему месторождения, либо в собственную автономную систему сбора нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия ПКИОС основан на двухступенчатой сепарации нефтегазоводяной смеси и последующем измерении количества и параметров сепарированных сред. Продукция скважины по трубопроводу, подключенному к комплексу, поступает в однокамерный горизонтальный сепаратор внутренним объемом не менее $6,3 \text{ м}^3$, который разделяет газожидкостную смесь на газ и сырую нефть. Жидкость поступает в нижнюю часть сепаратора и накапливается в нем до заданного регулируемого уровня. Заданный уровень жидкости в сепараторе поддерживается посредством клапана запорно-регулирующий с электроприводом, на который со шкафа управления поступают управляющие сигналы. Текущее значение уровня жидкости в сепараторе передается в шкаф управления с установленного на емкости преобразователя уровня. Верхний и нижний предельные уровни жидкости в сепараторе контролируются при помощи сигнализаторов уровня.

Сырая нефть поступает в жидкостную измерительную линию. Газ, отделившийся в сепараторе, попадает в газовую измерительную линию. В газовой линии после средств измерений установлен регулятор давления «до себя», который служит для поддержания в сепараторе оптимального для качественной сепарации давления.

Измеренная жидкость по межблочным трубопроводам отводится в калиброванную накопительную емкость объемом не менее 25 м^3 , где происходит накопление сырой нефти и выделение растворенного газа. По мере наполнения накопительная емкость опорожняется в автоцистерны. Объем жидкости, выдаваемой в автоцистерны, задается оператором и контролируется установленным на накопительной емкости преобразователем уровня с пересчетом по калибровочной таблице в зависимости от высоты столба жидкости. Выделившийся в калиброванной емкости газ отводится на факельную установку.

ПКИОС состоит из:

- блок сепарационно-измерительный (БСИ);
- блок накопительной емкости (БНЕ);
- блок факельного хозяйства (БФХ);
- блок операторный (БО);
- комплекта межблочных трубопроводов.

БСИ представляет собой утепленный блок-бокс с системами жизнеобеспечения и безопасности, установленный на шасси.

В БСИ установлены:

- емкость сепарационная вместимостью не менее $6,3 \text{ м}^3$;
- измерительные линии расходов газа и жидкости;
- запорная и предохранительная арматура;
- трубопроводная обвязка.

Емкость сепарационная оборудована следующими средствами измерений (далее – СИ):

- измерительный преобразователь давления с диапазоном измерений от 0 до 6,0 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности, не более $\pm 0,5\%$;
- манометр показывающий с диапазоном измерений от 0 до 6,0 (60) МПа (кгс/см²), Кт 1,5;
- термометр стеклянный показывающий с диапазоном измерений от 0 до +100 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности, не более $\pm 2^\circ\text{C}$;
- измерительный преобразователь температуры с диапазоном измерений от 0 до +100 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности, не более $\pm 0,5^\circ\text{C}$;
- датчик уровня поплавковый или волноводный с длиной чувствительного элемента не менее 1,5 м;
- сигнализаторы уровня в количестве 2 штук.

В жидкостной измерительной линии БСИ могут быть установлены:

- влагомер сырой нефти ВСН-2 (регистрационный номер 24604-12), применяется опционально при измерении объемного влагосодержания с помощью влагомера);
- счетчики-расходомеры массовые ЭМИС - МАСС 260 (регистрационный номер 42953-15), счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (регистрационный номер 45115-16), расходомеры массовые Promass (регистрационный номер 57484-14 и 15201-11).

В газовой измерительной линии БСИ установлены:

- преобразователи расхода вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)» (регистрационный номер 42775-14);
- измерительный преобразователь температуры, с диапазоном измерений от 0 до +100 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности, не более $\pm 0,5^\circ\text{C}$;
- измерительный преобразователь давления, с диапазоном измерений от 0 до 6,0 (60) МПа (кгс/см²) и пределами допускаемой приведенной погрешности, не более $\pm 0,5\%$;
- регулятор давления прямого действия «до себя» РД 520.

БНЕ представляет собой установленную на шасси калиброванную емкость вместимостью не менее 25 м³ с контрольно – измерительными приборами, запорной арматурой, трубной обвязкой и измерительной газовой линией. Площадка БНЕ оборудована освещением, пожарными извещателями, газоанализаторами.

Калиброванная емкость БНЕ оснащена следующими СИ:

- манометр показывающий с диапазоном измерений от 0 до 1,0 (10) МПа (кгс/см²), Кт 1,5;
- измерительный преобразователь температуры, с диапазоном измерений от 0 до +100 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности, не более $\pm 0,5^\circ\text{C}$;
- измерительный преобразователь давления, с диапазоном измерений от 0 до 1,0 (10) МПа (кгс/см²) и пределами допускаемой приведенной погрешности, не более $\pm 0,5\%$;
- термометр стеклянный показывающий с диапазоном измерений от 0 до +100 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности, не более $\pm 2^\circ\text{C}$;
- датчик уровня поплавковый или волноводный с длиной чувствительного элемента не менее 2 м;
- сигнализаторы уровня в количестве 2 штуки.

В измерительной газовой линии БНЕ установлены:

- преобразователь расхода вихревой «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)» (регистрационный номер 42775-14);
- измерительный преобразователь температуры, с диапазоном измерений от 0 до +100 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности, не более $\pm 0,5^\circ\text{C}$;

- измерительный преобразователь давления, с диапазоном измерений от 0 до 1,0 (10) МПа (кгс/см²) и пределами допускаемой приведенной погрешности, не более ±0,5 %.

БФХ является законченным изделием заводского исполнения, изготавливаемого по ТУ 3667-002-15301121-2012, и представляет собой вертикальную факельную установку с запорной арматурой, блоком регулирования газа, шкафом управления факелом. Факельная установка транспортируется на шасси, а при работе монтируется на специальном основании.

БО представляет собой вагон-дом на прицепе, оборудованный системами управления ПКИОС и жизнеобеспечения и служит для размещения автоматизированного рабочего места оператора.

Комплект межблочных трубопроводов предназначен для взаимной обвязки составных частей ПКИОС и представляет собой набор трубопроводов с быстроразъемными соединениями и переносными опорами для трубопроводов.

Схема размещения ПКИОС приведена на рис 1.

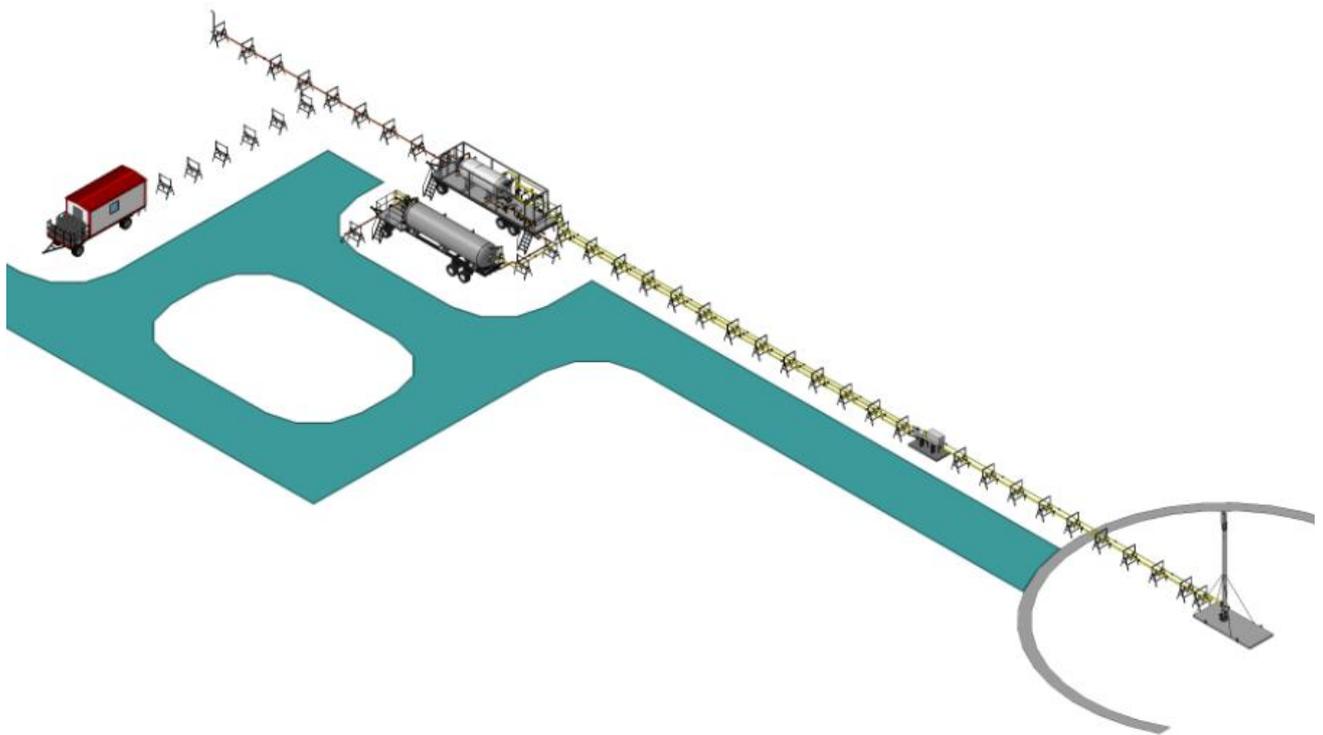


Рисунок 1 - Схема размещения ПКИОС

Программное обеспечение

Комплекс программного обеспечения (далее - ПО) состоит из следующих компонентов:

ПО УВП 280А.01 – встроенное ПО вычислителя УВП-280. Обеспечивает обработку входных сигналов, а также расчет и хранение параметров дебита скважин в энергонезависимой памяти.

Т а б л и ц а 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО вычислителей УВП 280
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.41

Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого ко-да)	5E84F2E7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

ПО ПЛК S7-1200 – программа, разработанная согласно требованиям к ПО ПЛК. Обеспечивает обработку входных сигналов и управление КИПиА установки, а также сбор измеряемых параметров с вычислителя УВП-280.

ПО ПЛК S7-300 – обеспечивает обработку входных сигналов и управление КИПиА ПКИОС.

ПО АРМ оператора – программа, исполняемая во встроенной операционной системе АРМ оператора. Обеспечивает просмотр и изменение параметров, настроек и другой конфигурационной информации ПО ПЛК S7-1200 и S7-300, подачу оператором управляющих команд ПЛК S7-1200 и S7-300.

Уровень защиты ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 2 – Метрологические характеристики ПКИОС

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефтегазоводяная смесь, добываемая из скважины
Диапазон дебита измеряемой скважины по жидкости, т/сут	от 10 до 700 включ.
Диапазон дебита измеряемой скважины по газу, приведенный к стандартным условиям, м ³ /сут	от 320 до 100000 включ.
Пределы допускаемой относительной погрешности, %: - при измерении массы и среднесуточного массового расхода сырой нефти; - при измерении объема и среднесуточного объемного расхода газа, приведенных к стандартным условиям; - при измерении массы и среднесуточного массового расхода сырой нефти без учета воды при объемной доле воды в сырой нефти: до 70 % от 70 до 95 % свыше 95 %	±2,5 ±5,0 ±6,0 ±15,0 не нормируется
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нетто нефти, %	в соответствии с методикой измерений
Срок службы, лет, не менее	20
Режим работы	периодический

Т а б л и ц а 3 – Основные технические характеристики

Параметр	Значение
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от 0 до +90 включ.
Диапазон давления измеряемой среды, МПа	

- в БСИ	от 0 до 4,0 включ.
- в БНЕ	от 0 до 0,6 включ.
- в БФХ	от 0 до 1,6 включ.
Кинематическая вязкость измеряемой среды, сСт	от 0 до 500 включ.
Диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 700 до 900 включ.
Диапазон плотности пластовой воды, кг/м ³	от 1000 до 1200 включ.
Диапазон плотности газа, кг/м ³	от 0,8 до 1,2 включ.
Массовая доля воды, %	св. 0 до 100
Массовая доля механических примесей, %	от 0 до 0,05 включ.
Объемная доля парафина, %	от 0 до 7 включ.
Объемная доля сероводорода, %	от 0 до 2 включ.
Газовый фактор, м ³ /т	от 0 до 1000 включ.
Срок службы, лет, не менее	20
Наработка на отказ по функциям измерений и определений параметров, ч, не менее	34500
Режим работы	периодический
Параметры электропитания: - частота переменного тока, Гц - напряжение переменного тока, В - потребляемая мощность, кВт·А, не более	50±0,4 380 ⁺¹⁰ ₋₁₅ / 220 ⁺¹⁰ ₋₁₅ 20

Знак утверждения типа

наносится на металлические таблички, укрепленные снаружи блоков ПКИОС, методом лазерной маркировки или аппликацией, а также типографским или иным способом на титульных листах руководства по эксплуатации и паспорта, с указанием номера свидетельства об утверждении типа средства измерений и даты его выдачи.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 4 - Комплектность поставки*

Наименование	Обозначение	Количество
ПКИОС		1 шт.
Комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей		1 шт.
Руководство по эксплуатации	ОИ 221.00.00.00.0000 РЭ	1 экз.
Методика поверки	МП 0429-09-2016	1 экз.
Паспорт	ОИ 221.00.00.00.0000 ПС	1 экз.

*Комплект поставки ПКИОС может дополняться по условиям контракта.

Поверка

осуществляется по документу МП 0429-09-2016 «Инструкция. ГСИ. Передвижные комплексы для исследований скважин. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 08 июня 2016 г.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Основные средства поверки:

Государственный первичный эталон массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011;

Рабочие эталоны 1-го и 2-го разряда по ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков».

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Рекомендация. Количество нефти и попутного нефтяного газа. Методика измерений с применением Передвижных комплексов для исследования и освоения скважин (ПКИОС)» (Свидетельство об аттестации 01.00257-2013/4609-16 от 08 июня 2016 г. выдано ФГУП «ВНИИР»)

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к Передвижным комплексам для исследования и освоения скважин

ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования;
ГОСТ 8.637-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков;
ТУ 3667-008-64156863-2014 Передвижной комплекс для исследования и освоения скважин.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «ОЗНА – Измерительные системы»
(ЗАО «ОЗНА – Измерительные системы»)
452600, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная, 60
Тел. (34767) 9-50-10, Тел/Факс (34767) 9-50-10. e-mail: ms@ozna.ru
ИНН 0265037983

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»
Юридический адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул.2-я Азинская, 7А
Тел.(843)272-70-62, факс 272-00-32, e-mail: vniirpr@bk.ru
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. «_____» _____ 2016 г.