

Измерение показателей продукции нефтяных скважин с применением мобильной передвижной установки БИПС

Исаев А.А.

ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

isaeff-oil@yandex.ru

Аннотация

Разработанная в ООО УК «Шешмаойл» аттестованная установка БИПС позволяет измерять массу и массовый расход брутто нефти в диапазоне измерений от 0,04 т/ч (1 т/сут) до 4,1665 т/ч (100 т/сут), массу и массовый расход нетто нефти, объем и объемный расход попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенный к стандартным условиям в диапазоне измерений от 12,5 м³/ч (300 м³/сут) до 208,3 м³/ч (5 000 м³/сут) при содержании попутного нефтяного газа в обезвоженной нефти в стандартных условиях не более 50 м³/т. Измеряемые при помощи БИПС величины не превышают норм и пределов допускаемых погрешностей. Представлена обработка результатов измерений.

Материалы и методы

На сертифицированной стендовой установке определены относительные погрешности измерений массового расхода жидкости и масла, а также расхода воздуха. Разработан, аттестован и апробирован метод измерений установкой БИПС, основанный на накоплении водогазонефтяной смеси в калиброванной измерительной емкости.

Ключевые слова

замер газового фактора, дебит, обводненность, свободный и растворенный газ, погрешность измерений

Для цитирования

Исаев А.А. Измерение показателей продукции нефтяных скважин с применением мобильной передвижной установки БИПС // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 1. С. 58–64. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-1-58-64

Поступила в редакцию: 14.07.2021

PIPELINE

UDC 622.276.53 | Original Paper

Measuring the oil well stream indicators by means of a portable BIPS well stream metering unit

Isaev A.A.

“Sheshmaoil” Management Company LLC, Almetьевsk, Russia

isaeff-oil@yandex.ru

Abstract

The certified BIPS unit developed by “Sheshmaoil” Management Company LLC makes it possible to measure the mass and gross mass flow rate of oil in the measurement range from 0,04 t/h (1 t/day) to 4,1665 t/h (100 t/day), mass and net mass flow rate of oil, volume and volumetric flow rate of associated petroleum gas in the oil and gas-water mixture, reduced to standard conditions in the measurement range from 12,5 m³/h (300 m³/day) to 208,3 m³/h (5 000 m³/day) with the content of associated petroleum gas in dehydrated oil not more than 50 m³/t under standard conditions. The values measured with the BIPS do not exceed the rates and the limits of permissible errors. The analysis of measurement results is presented.

Materials and methods

The relative errors in measuring fluid and oil mass flow, as well as those of air flow were determined on a certified test bench. A method of measurements by the BIPS unit based on the accumulation of a water-gas-oil mixture in a calibrated measuring tank has been developed, certified and tested.

Keywords

gas oil ratio measurement, flow rate, water cut, free and dissolved gas, measurement error

For citation

Isaev A.A. Measuring the oil well stream indicators by means of a portable BIPS well stream metering unit. Exposition Oil Gas, 2022, issue 1, P. 58–64. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-1-58-64

Received: 14.07.2021

Для измерений массового дебита сырой нефти и объема нерастворенного газа продукции скважины в ООО УК «Шешмаойл» разработана и внедрена передвижная установка по замеру газового фактора типа УЗГФ-1-4,0, которая установлена на полуприцепе [1, 2]. С целью снижения транспортных затрат

перед специалистами ООО УК «Шешмаойл» была поставлена задача разработать мобильную передвижную установку, размещаемую на шасси автомобиля типа УАЗ. В 2019 г. был создан и аттестован блок измерения продукции скважин «БИПС 1-4,0-40» [3, 4]. БИПС почти в три раза меньше УЗГФ по габаритным

показателям, в результате чего БИПС используется на шасси УАЗ (рис. 1).

Установка измерительная «БИПС1-4,0-40» предназначена для измерений среднесуточного массового расхода жидкости, среднесуточного массового расхода нефти, среднесуточного массового расхода

попутно-добываемой воды, среднесуточного объемного расхода газа, остаточного количества растворенного газа в единице массы нефти при давлении в выкидном коллекторе скважины, добываемых из нефтяной скважины. Основными элементами БИПС (рис. 2) являются измерительная емкость (1) с датчиками давления (2) и температуры, гидростатический уровнемер, электромагнитные клапаны (3), входной (4) и выходной (5) патрубки, а также система сбора и обработки информации (6), которая позволяет использовать данные по содержанию растворенного газа в сырой нефти.

Погрешности определения измеряемых при помощи БИПС величин не превышают норм (табл. 1) и идентичны значениям установки УЗГФ. В БИПС максимально возможная измеряемая вязкость составляет 1000 мПа·с, тогда как в УЗГФ ограничение по вязкости составляет 200 мПа·с.

С целью определения относительной погрешности измерений массового расхода жидкости и масла, а также расхода воздуха были проведены исследования (рис. 3), всего проведено 47 измерений. Расходы жидкости, масла, воздуха измерялись в многофазном потоке при давлении в среднем 0,137 МПа, при этом обводненность жидкости менялась в зависимости от дня исследований (табл. 2). Диапазон расхода воздуха довольно значительный — от 3 до 100 м³/ч, что обусловлено различными возможными газовыми факторами на скважинах, т.е. данными исследованиями было обеспечено создание искусственного газового фактора. Максимально полученный газовый фактор на масле составил 427,74 м³/т.



Рис. 1. Проведение замеров при помощи БИПС
Fig. 1. Performing measurements using BIPS

Проведенные исследования позволили определить относительные погрешности измерений, которые составили в среднем:

- массовый расход жидкости -0,03 %, при этом диапазон расхода составляет от -1,21 до +1,82 % (рис. 4);
- массовый расход масла -0,02 %, при этом диапазон расхода составляет от 0,05 до 3,52 % (рис. 5);
- объемный расход воздуха в стандартных условиях -0,93 %, при этом диапазон расхода составляет от -1,71 до 3,52 % (рис. 6).

Метод измерений установкой БИПС основан на накоплении водогазонефтяной смеси (ВГНС) в калиброванной измерительной емкости-сепараторе, разделении ВГНС на водонефтяную смесь (ВНС) и попутный нефтяной газ, измерении перепада давления в емкости на калиброванном участке и вре-

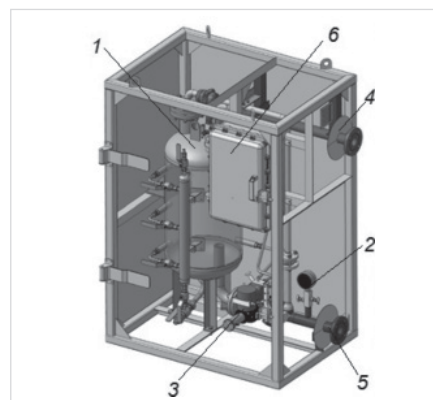


Рис. 2. Установка БИПС
Fig. 2. BIPS (Well Stream Metering Unit)

Табл. 1. Значения пределов допускаемой относительной погрешности измеряемых величин
Tab. 1. Limits of permissible relative error of the measured values

Измеряемая величина	Пределы допускаемой относительной погрешности, %
Масса и массовый расход брутто нефти	±2,5
Масса и массовый расход нетто нефти при содержании массовой доли пластовой воды, %:	
• до 70	±6
• от 70 до 95	±15
• от 95 до 98	±40
Объем и объемный расход попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенного к стандартным условиям	±5



Рис. 3. Проведение исследований погрешностей на установке БИПС
Fig. 3. Studying errors by means of BIPS

Табл. 2. Осредненные значения исследований
Tab. 2 Average values of studies

День исследований	Количество измерений	Интервал времени измерений, мин	Расход жидкости, т/ч	Расход масла, т/ч	Расход воздуха в станд. усл., м ³ /ч	Диапазон расхода воздуха в станд. усл. (миним. — максим.), м ³ /ч	Масса жидкости, т	Масса масла, т	Объем воздуха в станд. усл., м ³	Объемная доля воды, %	Температура, °С	Давление, МПа
Первый	8	33,9	7,48	0	19,44	3,1–25,74	3,598	0	9,754	100	9,6	0,12
Второй	9	27,6	8,01	8,01	21,6	3,22–21,86	3,466	3,465	9,881	0,01	8,9	0,14
Третий	11	27,2	9,28	4,29	54,79	3,22–100,95	3,768	1,742	15,301	50,09	9,5	0,17
Четвертый	4	42,8	5,11	5,11	3,2	3,16–3,22	3,448	3,443	2,28	0,11	9	0,09
Пятый	15	23,6	9,2	4,25	40,7	3,22–78,96	3,625	1,676	11,521	50,07	9,5	0,15

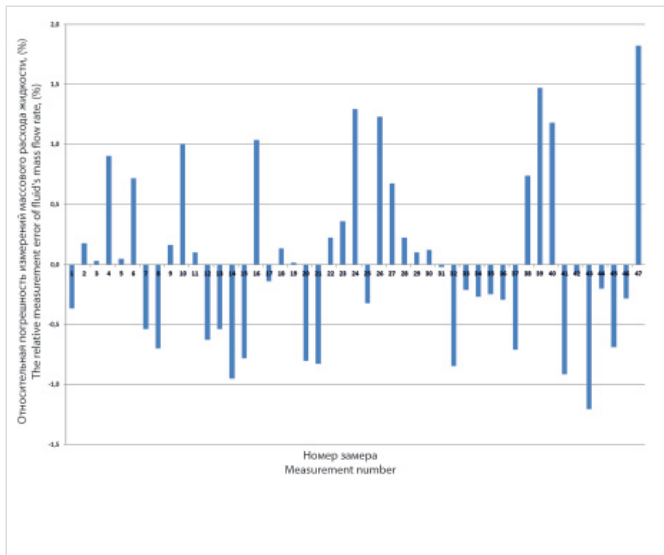


Рис. 4. Измерения массового расхода жидкости
Fig. 4. Measuring fluid's mass flow rate

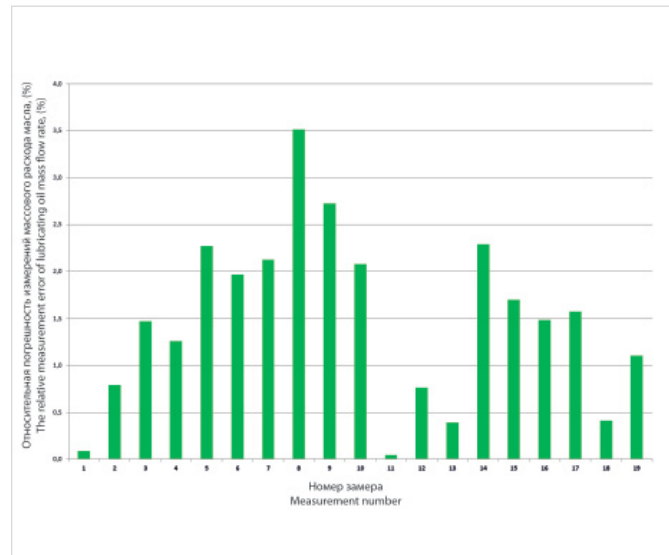


Рис. 5. Измерения массового расхода масла
Fig. 5. Measuring oil's mass flow rate

мени вытеснения жидкости из емкости газом, измерении времени заполнения емкости и вычисления количества отделенного газа и количества жидкости.

Выполнение измерений при помощи БИПС проводят следующим образом. ВГНС через входную линию DN 50 (рис. 7) поступает и накапливается в емкости-сепараторе. В процессе измерения заполняется емкость-сепаратор с датчиками температуры ТТ и давления РТ. ВГНС разделяется на водонефтяную смесь и попутный нефтяной газ. Электромагнитный клапан К-1 при этом закрыт, клапан газовой линии ЭК-2 открыт, и попутный газ свободно поступает в выходную линию. Время заполнения емкости от нижней точки, соответствующей минимальному заданному перепаду, давления до точки, соответствующей заданному максимальному перепаду, давления фиксируется контроллером Segnetics SMN4 (контроллер). По достижении заданного перепада давления клапан К-1 открывается, начинается слив жидкости из емкости по линии DN 50, клапан К-2 при этом закрывается, не позволяя газу выйти из емкости. При сливе жидкости отбирается

проба в количестве 0,5...1 дм³ для измерения объемной доли воды в водонефтяной смеси лабораторным методом. Время слива жидкости фиксируется таймером контроллера. При достижении заданного перепада давления считается, что слив окончен. Таймером контроллера измеряют время опорожнения сепаратора и вычисляют массовый расход жидкой фазы водонефтяной смеси и объемный расход газа. Прибором УОСГ-1РГ, подключенным на байпасе выходной задвижки, линии выхода ВГНС, измеряется количество растворенного газа на единицу объема водонефтяной смеси. На линии выхода ВГНС установлены редукционный клапан и манометр РГ. На байпасной линии, расположенной перед кранами К-1 и К-2, установлен датчик перепада давления РОТ.

Для замеров при помощи БИПС имеется несколько вариантов подсоединения БИПС к манифольду. На рисунке 8 приведена принципиальная схема применяемой типовой обвязки манифольдной линии скважины с установленным массовым счетчиком СКЖ. По данной схеме жидкость из скважины (1) при закрытой задвижке (9) поступает в

СКЖ (8) и обратно в манифольд по патрубкам (4), через открытые задвижки (5) и гусак (6); далее — через обратный клапан (13), коллекторную задвижку (14) в линию сбора продукции скважин (15).

Учитывая необходимость минимизации времени простоя скважины, трудозатрат и технологичности работ по подключению БИПС, наиболее оптимальной схемой является применение присоединительных узлов типа быстроразъемных соединений (БРС) или быстроразъемных хомутовых соединений, применяемых на счетчиках СКЖ.

На рисунке 9 представлен вариант принципиальной схемы подключения БИПС к обвязке манифольдной линии скважины без демонтажа массового счетчика СКЖ при врезке двух дополнительных патрубков с быстроразъемными хомутыми соединениями или БРС с заглушками (16). По данной схеме жидкость из скважины (1) при закрытых задвижках (9 и 5) поступает в БИПС (19) и обратно в манифольд по патрубкам (16) и присоединительным рукавам высокого давления (РВД) (17 и 18), оборудованным хомутыми соединениями или БРС, а затем

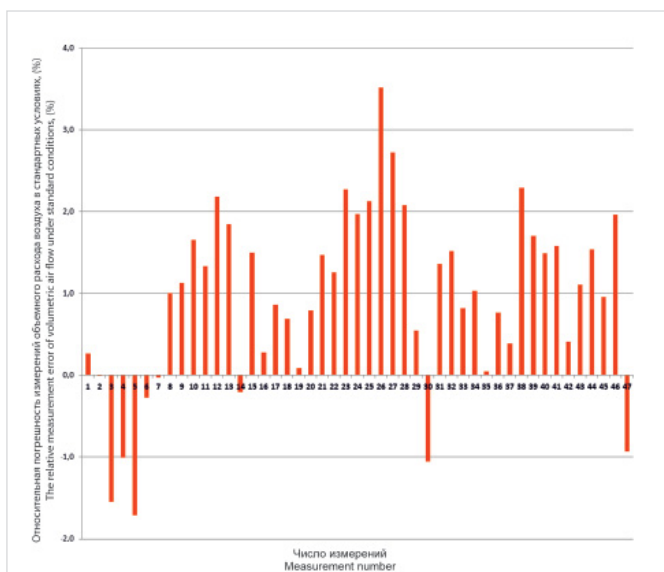


Рис. 6. Измерения объемного расхода воздуха
Fig. 6. Measuring air volumetric flow rate

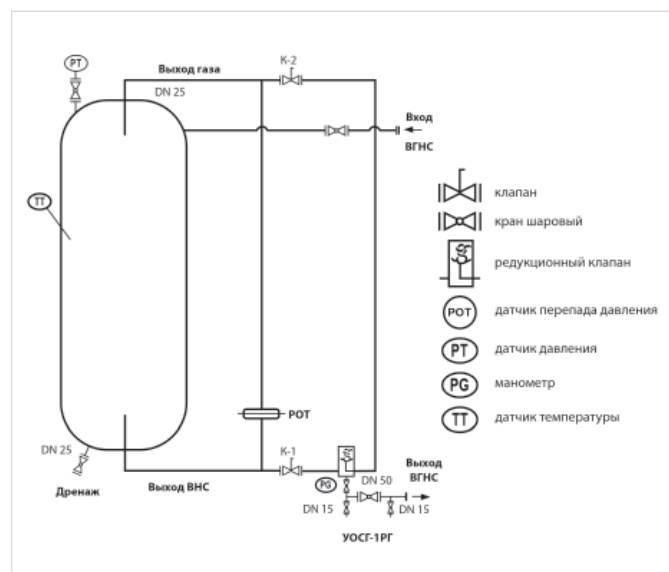


Рис. 7. Гидравлическая схема установки БИПС
Fig. 7. BIPS unit's hydraulic circuit diagram

дной линии скважины с демонтажем СКЖ и присоединением БИПС (8) к гусакам (6) через РВД (9 и 10) с хомутовыми соединениями типа СКЖ.

Подключение БИПС по данному варианту производится с демонтажем СКЖ и остановкой скважины на время, необходимое для закрытия углового вентиля (2), коллекторной задвижки (16), сброса давления в манифольде (11) через пробоотборник (14) при закрытой задвижке (9), закрытия задвижки (5), демонтажа быстроразъемных хомутовых соединений с СКЖ, подключения БИПС (8) через РВД (9 и 10) с хомутовыми соединениями, открытием коллекторной задвижки (17), задвижек (5) и запуска скважины при закрытой задвижке (9). По окончании проведения замеров проводится демонтаж БИПС и монтаж СКЖ. Реализация данного варианта подключения БИПС потребует изготовления, при отсутствии таковых, ответных быстроразъемных хомутовых соединений для РВД и их заделку. Хомутовые соединения счетчиков СКЖ состоят из двух плоских фланцев с резиновым кольцом, наружная часть имеет конусность (около 2°), и зажимаются конусными поверхностями двух полухомутов при помощи всего двух болтов. Кроме того, пропадает необходимость изготовления дополнительных переходных узлов к имеющейся арматуре обвязки скважин. Демонтаж и монтаж СКЖ сложен и травмоопасен ввиду его значительного веса, высокой вероятности срыва уплотнительного резинового кольца быстроразъемных хомутовых соединений. Присоединение БИПС по данной схеме, по сравнению со схемой (рис. 9), усложнит и увеличит время монтажа, простая скважины и трудозатраты.

На рисунке 12 приведена схема подключения БИПС (8) к обвязке манифольдной линии скважины с демонтажем счетчика СКЖ совместно с гусакими (поз. 6 на рис. 8–11) и присоединением БИПС (8) к задвижкам (5) через РВД (6 и 7) с фланцевыми соединениями.

При подключении БИПС (рис. 12) после остановки скважины производится демонтаж СКЖ, закрываются угловой вентиль (2) и коллекторная задвижка (14). Затем проводится сбрасывание давления в манифольде (10) через пробоотборник (12) при закрытых задвижках (9 и 5). После демонтажа гусака с СКЖ от фланцевых соединений задвижки (5) и подключения БИПС (8) через РВД (6 и 7) с фланцами, а также открытия коллекторной задвижки (14) скважина запускается в работу при закрытой задвижке (9). По окончании проведения замеров проводятся операции демонтажа БИПС (8) и монтажа СКЖ. Реализация данного варианта потребует изготовления, при отсутствии таковых, ответных фланцевых соединений для РВД и их заделку. По данной схеме пропадает необходимость затрат на изготовление дополнительных переходных узлов к имеющейся арматуре обвязки скважин.

Демонтаж и монтаж СКЖ сложен и травмоопасен ввиду его значительного веса, демонтажа фланцевых соединений задвижки (5) с гусакими и СКЖ, подключения БИПС через монтаж фланцев РВД (6 и 7). Присоединение БИПС по данной схеме, по сравнению со схемой 2 (рис. 9), усложнит трудозатраты и увеличит время монтажа, простая скважины.

Исходя из вышеизложенного, оптимальным вариантом является подключение БИПС по схеме 2 (рис. 9) и схеме 4 (рис. 12). Подключение БИПС без демонтажа СКЖ по схеме 2 потребует изготовления двух патрубков с резьбой под БРС, приобретение двух

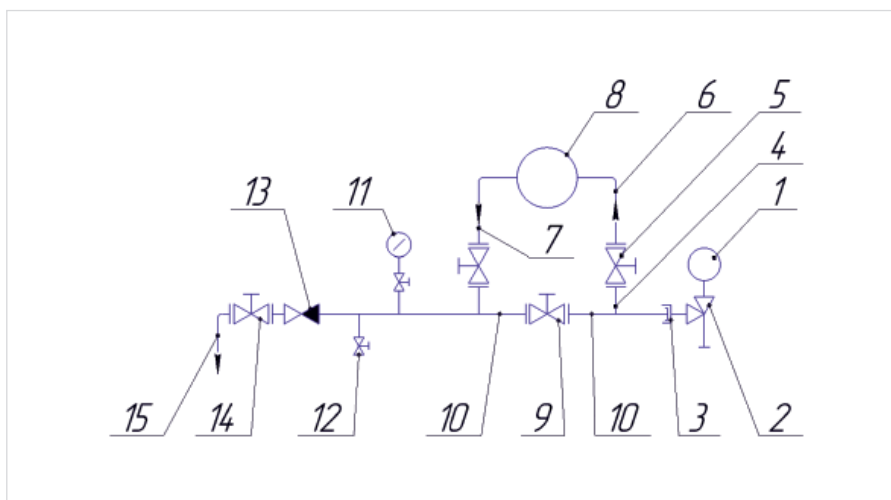


Рис. 12. Схема подключения БИПС к манифольду с демонтажем счетчика СКЖ
Fig. 12. Layout of BIPS connection to the manifold when a flowmeter is dismantled

комплектов БРС, монтажа на манифольдной линии. Подключение БИПС по схеме 4 с демонтажем счетчика СКЖ потребует изготовления, при отсутствии таковых, ответных фланцевых соединений для двух РВД для подключения установки БИПС и их заделку.

Для обеспечения минимального времени монтажа и простоя скважины, снижения трудозатрат и травмоопасности, а также облегчения и оптимизации демонтажа/монтажа СКЖ при подключении установки БИПС наиболее предпочтительным вариантом является монтаж на установку БИПС манипулятора.

Обработка результатов измерений

1. Вычисляют плотность водонефтяной смеси в рабочих условиях, кг/м³, по формуле [5]:

$$\rho_{жс} = \rho_n \times \left(1 - \frac{W}{100}\right) + \rho_B \times \frac{W}{100}, \quad (1)$$

где W — объемная доля пластовой воды, измеренная по лабораторной аттестованной методике измерений в отобранной пробе, %.

2. Вычисляют плотность нефти при рабочих условиях, кг/м³, по формуле:

$$\rho_n = \frac{\rho_{n15}}{1 - \gamma_i \times P} \times \exp(-\beta_{15} \times (t - 15) \times (1 + 0,8 \times \beta_{15} \times (t - 15))) \quad (2)$$

где

$$\beta_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{n15}^2}, \quad (3)$$

$$\gamma_i = 10^{-3} \times \exp\left(-1,6208 + 0,00021592 \times \left(t + \frac{0,87096 \times 10^6}{\rho_{n15}^2} + \frac{4,2092 \times t \times 10^3}{\rho_{n15}^2}\right)\right) \quad (4)$$

где ρ_{n15} — плотность нефти, кг/м³, измеренная лабораторным методом и приведенная к температуре 15 °С и избыточному давлению, равному 0;

t — температура жидкости в рабочих условиях, °С;

P — избыточное давление в рабочих условиях, МПа.

3. Вычисляют плотность пластовой воды при рабочих условиях, кг/м³, по формуле:

$$\rho_6 = \rho_{сч.у} \times \frac{CTL_6^{15}}{CTL_6^T} \times (1 + \gamma_a \times P), \quad (5)$$

где γ_a — коэффициент сжимаемости воды, равный $4,91 \times 10^{-4}$ МПа⁻¹;

$\rho_{сч.у}$ — плотность пластовой воды, измеренная стандартизованным лабораторным методом, кг/м³;

CTL_6^{15} — коэффициент коррекции плотности пластовой воды по температуре относительно 15 °С, вычисляемый по формуле:

$$CTL_6^{15} = 1 - (1,8526 \times 10^{-4} + 1,2882 \times 10^{-5} \times B) \times (t_p - 15) - (4,1151 \times 10^{-6} - 1,4464 \times 10^{-7} \times B) \times (t_p - 15)^2 + (7,1926 \times 10^{-9} - 1,3085 \times 10^{-10} \times B) \times (t_p - 15)^4 \quad (6)$$

где t_p — температура пластовой воды в рабочих условиях, °С;

B — массовая доля хлористых солей в пластовой воде, определяемая лабораторным методом, %.

Для пластовой воды с содержанием солей до 14 % массовых и температурах от 15 °С до 138 °С допускается вычислять массовую долю хлористых солей по формуле:

$$B = \frac{\rho_{сч.у} - 999,0}{7,2}, \quad (7)$$

где CTL_6^T — коэффициент приведения плотности воды к лабораторным условиям, определяемый по формуле:

$$CTL_6^T = 1 - (1,8526 \times 10^{-4} + 1,2882 \times 10^{-5} \times B) \times (t_T - 15) - (4,1151 \times 10^{-6} - 1,4464 \times 10^{-7} \times B) \times (t_T - 15)^2 + (7,1926 \times 10^{-9} - 1,3085 \times 10^{-10} \times B) \times (t_T - 15)^4 \quad (8)$$

где t_T — температура пластовой воды при измерении плотности воды в лаборатории, °С.

При давлении в рабочих условиях, не превышающем 2,5 МПа, сжимаемость пластовой воды допускается не учитывать, тогда формула (5) примет вид:

$$\rho_6 = \rho_{ac,y} \times \frac{CTL_6^{15}}{CTL_6^I} \quad (9)$$

4. Вычисляют массу брутто жидкости, $M_{ж}$, кг, цикла заполнения сепаратора водонефтяной смесью по формуле:

$$M_{ж} = \frac{\pi \times D_c^2}{4 \times g} \Delta P_1, \quad (10)$$

где D_c — диаметр сепаратора, с нормированным значением, установленным при калибровке сепаратора, м;

$\Delta P_1 \leq 0,9 \times \rho_{ж} \times g$ — максимально допустимый перепад давления, измеренный датчиком перепада давления;

g — ускорение свободного падения, м/с².

5. Вычисляют массовый расход водонефтяной смеси, $Q_{ж}$, т/ч, по формуле:

$$Q_{ж} = \frac{M_{ж}}{T_{1,ср}} \times 3,6, \quad (11)$$

где $T_{1,ср}$ — усредненное время цикла заполнения, с.

6. Вычисляют массовый расход нетто нефти, Q_n , т/ч, по формуле:

$$Q_n = \frac{M_{ж} \times \left(1 - \frac{\rho_w \times W}{\rho_{ж} \times 100}\right)}{T_{1,ср}} \quad (12)$$

7. Вычисляют высоту заполнения калиброванного участка сепаратора жидкостью, $H_{усл1}$, м, на момент начала учета газовой фазы (слива жидкости) по формуле:

$$H_{усл1} = \frac{\Delta P_1}{\rho_{ж} g} \quad (13)$$

8. Вычисляют массу нетто нефти, M_n , кг, по формуле:

$$M_n = M_{ж} \times \left(1 - \frac{\rho_w \times W}{\rho_{ж} \times 100}\right) \quad (14)$$

9. Вычисляют объем, занимаемый жидкостью, V , м³, на момент начала учета газовой фазы (слива жидкости) по формуле:

$$V = H_{усл1} \times \frac{\pi}{4} \times D_c^2 \quad (15)$$

10. Вычисляют объем свободного газа, $V_{св}$, м³, который вытеснит жидкость из сепаратора с уровня, соответствующего ΔP_1 на момент начала учета газовой фазы (слив жидкости), до уровня, соответствующего перепаду давления

$\Delta P_2 = -0,0005$ МПа, приведенный к стандартным условиям по формуле:

$$V_{св} = V \times \frac{\rho_{св}}{\rho_{св}}, \quad (16)$$

где $\rho_{св}$ — плотность газа при рабочих условиях, вычисленная стандартизованным методом;

$\rho_{св}$ — плотность газа, приведенная

к стандартным условиям, кг/м³, определенная расчетным методом по компонентному составу с учетом влажности согласно ГСССД МР 113.

В данном случае перепад давления с отрицательным результатом связан с наличием концевых эффектов в замерах. Это происходит в связи с запаздыванием закрытия запорного элемента, в который поступает команда контроллера, при этом в это время жидкость по инерции накапливает гидростатический перепад давления, переходящий на небольшую отрицательную величину, т.е. перепад давления перешел границу ниже нуля.

11. Вычисляют объемный расход свободного газа, м³/ч, приведенный к стандартным условиям по формуле:

$$Q_{св} = \frac{V_{св}}{T_{2,ср}} \times 3600, \quad (17)$$

где $T_{2,ср}$ — усредненное время цикла слива, с.

12. Вычисляют количество растворенного газа, находящегося в водонефтяной смеси при сливе жидкости из сепаратора, $V_{рз}$, м³, приведенного к стандартным условиям по формуле:

$$V_{рз} = \Gamma_{рз} \times V \times \left(1 - \frac{W}{100}\right), \quad (18)$$

где $\Gamma_{рз}$ — содержание растворенного газа в стандартных условиях, измеренное прибором УОСГ-1РГ в соответствии с МИ 3035, м³/м³, вычисленное по формуле:

$$\Gamma_{рз} = \Gamma_{n-1} + \frac{(\Gamma_n - \Gamma_{n-1}) \times P_{n-1}}{P_n - P_{n-1}}, \quad (19)$$

где Γ_n и Γ_{n-1} — соотношение фаз в измерительной камере при давлениях P_n и P_{n-1} соответственно.

13. Вычисляют объем попутного газа, V_c , м³, в нефтегазоводяной смеси, приведенный к стандартным условиям по формуле:

$$V_c = V_{св} + V_{рз} \quad (20)$$

14. Вычисляют объемный расход растворенного газа, приведенный к стандартным условиям, $Q_{рз}$, м³/ч, по формуле:

$$Q_{рз} = \frac{M_{ж}}{T_{1,ср} \times \rho_{ж}} \times 3600 \times \Gamma_{рз} \quad (21)$$

15. Вычисляют объемный расход попутного газа, Q_c , м³/ч, по формуле:

$$Q_c = Q_{св} + Q_{рз} \quad (22)$$

16. Вычисляют содержание газа на единицу массы нефти, Γ_z , м³/т, по формуле:

$$\Gamma_z = \frac{Q_c}{Q_n} \quad (23)$$

Итоги

1. Проведенные стендовые исследования позволили определить относительные погрешности измерений, которые составили:
 - массовый расход жидкости — 0,03 %;
 - массовый расход масла — 0,02 %;
 - объемный расход воздуха в стандартных условиях — 0,93 %.
2. Искусственно созданный газовый фактор при исследовании составил 427,74 м³/т.
3. Проведенные конструкторские работы позволили создать мобильную передвижную установку для замеров основных показателей продукции нефтяных скважин, в несколько раз меньшую аналогов по габаритным показателям, при этом измеряемые величины не превышают требуемых норм, а максимально возможная замеряемая вязкость составляет 1 000 мПа·с, которая выше в пять раз, чем у аналогов.

Выводы

1. В статье представлена мобильная замерная установка БИПС, позволяющая измерять массовый дебит сырой нефти до 100 т/сут и объем нерастворенного газа продукции до 50 м³/т.
2. Представлены несколько вариантов подсоединения БИПС к манифольду, показаны преимущества и недостатки каждого из вариантов. Описываемые варианты подсоединения БИПС к манифольдной линии позволяют недропользователю выбрать оптимальный вариант подсоединения.
3. Представлены формулы по вычислению газового фактора, погрешностей определяемых величин, благодаря чему повышается точность измерений (вычислений).
4. Измеряемые при помощи БИПС величины не превышают норм и пределов допускаемых погрешностей.

Литература

1. Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Измерение свободного и растворенного газа в нефти в условиях присутствия в продукции скважины пластовой воды // Нефтепромысловое дело. 2018. № 12. С. 59–63.
2. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Development of new methods and devices for measuring the total gas content, oil and water flow rates, and fluid viscosity. SPE Annual Caspian Technical Conference, Azerbaijan, Baku, 2019, 16–18 October. SPE-198421-MS. (In Eng).
3. Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Разработка блока измерения продукции нефтяных скважин // Нефтепромысловое дело. 2020. № 11. С. 76–80.
4. Исаев А.А., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Измерение дебита и газового фактора при помощи БИПС // Нефть. Газ. Новации. 2020. № 8. С. 75–78.
5. Валеев М.Д., Курочкин Б.В., Алексеев С.В., Ибрагимов Р.Р. Методика измерений с применением установки «БИПС» «Масса и массовый расход нефтегазоводяной смеси, объем и объемный расход нефтяного газа» МН 974-2020. Казань, 2020. 14 с.

Results

1. The bench tests made it possible to determine the relative measurement errors, which were as follows:
mass flow rate of fluid – 0,03 %;
mass flow rate of oil – 0,02 %;
volumetric air flow under standard conditions – 0,93 %.
2. The artificially created GOR during the test was 427,74 m³/t.
3. The conducted engineering works made it possible to develop a portable unit for measuring the main parameters of oil well products, which is several times smaller in size than similar products, while the measured values do not exceed the required standards, and the maximum possible measured viscosity is 1 000 mP×с, which is five times greater than that of similar products.

References

1. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Measurement of free and dissolved gas in oil in conditions of formation water presence in a well production. Oilfield Engineering, 2018, issue 12, P. 59–63. (In Russ).
2. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Development of new methods and devices for measuring the total gas content, oil and water flow rates,

and fluid viscosity. SPE Annual Caspian Technical Conference, Azerbaijan, Baku, 2019, 16–18 October. SPE-198421-MS. (In Eng).

3. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Development of an oil well stream metering unit. Oilfield Engineering, 2020, issue 11, P. 76–80. (In Russ).
4. Isaev A.A., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Flow rate and GOR metering with the use of Well Stream Metering Unit (BIPS).

Oil. Gas. Innovations, 2020, issue 8, P. 75–78. (In Russ).

5. Valeev M.D., Kurochkin B.V., Alekseev S.V., Ibragimov R.R. Metering technique, using Well Stream Metering Unit (BIPS) “Mass and mass flow rate of gas-oil-water mixture, volume and volume flow rate of petroleum gas”. MN974-2020. Kazan, 2020, 14 p. (In Russ)

Conclusions

1. The article presents a portable metering unit BIPS, which makes it possible to measure the mass flow rate of crude oil up to 100 t/day and the volume of undissolved gas in a product of up to 50 m³/t.
2. Several options for connecting BIPS to a manifold are presented, and the advantages and drawbacks of each option are shown. The described options for connecting BIPS to a manifold line will enable the operator to choose the best connection option.
3. Formulae for calculating the gas-oil ratio, the errors of measurable quantities are presented, thus increasing the accuracy of measurements (calculations).
4. The values measured with the BIPS do not exceed the rates and the limits of permissible errors.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Исаев Анатолий Андреевич, канд. техн. наук, ведущий инженер отдела инноваций и экспертизы ООО УК «Шешмайл», Альметьевск, Россия
Для контактов: isaeff-oil@yandex.ru

Isaev Anatoliy Andreevich, ph.d. of engineering sciences, leading engineer of department for innovations and examination, “Sheshmaoil” Management company LLC, Almeteyevsk, Russia
Corresponding author: isaeff-oil@yandex.ru



ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ КРС, ПНП, ГНКТ, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ И СУПЕРВАЙЗИНГ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И РАЗВЕТВЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ. КОНТРОЛЬ СКВАЖИН. УПРАВЛЕНИЕ СКВАЖИНОЙ ПРИ ГНВП. ПРОТИВОФОНТАННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

06-10 июня 2022, Ялта, Крым

БУРЕНИЕ, ОСВОЕНИЕ, ИСПЫТАНИЯ, РЕМОНТ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН. ИННОВАЦИИ В ОБЛАСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НА ОПО НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.

05-09 сентября 2022, Ялта, Крым

КАДРОВЫЙ РЕСУРС — ПОТЕНЦИАЛ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ КОМПАНИИ. ОЦЕНКА КВАЛИФИКАЦИИ И РАЗВИТИЕ ПЕРСОНАЛА.

10-14 октября 2022, Ялта, Крым

+7 3452 520-958

бронирование участия в конференциях
academy.intechnol.com

Генеральный информационный партнер

**ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ**