ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 8.910— 2016

Государственная система обеспечения единства измерений

МАССА НЕФТИ В СОСТАВЕ НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ

Методики (методы) измерений

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2016

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии (ФГУП «ВНИИР»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 24 «Метрологическое обеспечение добычи и учета углеводородов»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 июля 2016 г. № 848-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в ГОСТ Р 1.0—2012 (раздел 8). Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Стандартинформ, 2016

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 1
4 Сокращения 3
5 Общие положения 3
6 Измерение массы нетто нефти косвенным методом 4
7 Расчет погрешности измерений массы нетто нефти 5
Приложение А (рекомендуемое) Пример расчета погрешности измерений массы нетто нефти по формуле (8) 7
Библиография 9

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Государственная система обеспечения единства измерений

МАССА НЕФТИ В СОСТАВЕ НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ

Методики (методы) измерений

State system for ensuring the uniformity of measurements.
The mass of oil as a part of oil and gas water mixture.
Techniques (methods) of measurements

Дата введения — 2017—01—01

1 Область применения

Настоящий стандарт распространяется на методики (методы) измерений массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси и устанавливает порядок их выполнения.

Стандарт применяют при разработке методик (методов) измерений, а также нормативных и других документов, регламентирующих проведение измерений массы нетто нефти в составе среды, не соответствующей требованиям ГОСТ Р 51858 на всех этапах добычи и подготовки.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на стандарты:

ГОСТ Р 8.563 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений

ГОСТ Р 51858 Нефть. Общие технические условия

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по [1] и следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **динамический режим** (использования средств измерений): Режим использования средства измерений, связанный с изменениями условий (факторов) за время проведения измерительного эксперимента,

Издание официальное

которые влияют на результат измерения (оценку измеряемой величины), в том числе изменение измеряемой величины за время измерения.

3.2 **динамическое измерение**: Измерение, при котором средства измерений используют в динамическом режиме.

3.3 **измерительная линия**: Участок трубопровода, границы и геометрические характеристики которого, а также размещение на нем средств измерений и вспомогательных устройств определяют в соответствии с нормативными и техническими документами, устанавливающими требования к процессам выполнения измерений.

3.4 **измерительная установка**: Совокупность функционально объединенных измерительных приборов, измерительных преобразователей и других устройств, предназначенная для измерений одной или нескольких физических величин и размещенная в одной пространственно обособленной зоне. Измерительные установки предназначены:

- для измерений массы брутто нефти в составе нефтегазоводяной смеси методом прямых или косвенных измерений;
- измерений объема попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводной смеси, приведенного к стандартным условиям;
- измерений массы нетто нефти по аттестованной методике измерений;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.

Примечания

1 Измерительные установки подразделяют на индивидуальные измерительные установки, т. е. обслуживающие отдельную скважину, и групповые измерительные установки, т. е. обслуживающие несколько скважин поочередно.

2 Измерительные установки могут быть созданы на базе многофазных расходомеров или совокупности других средств измерений.

3.5 **косвенное измерение** (косвенный метод измерений): Измерение, при котором искомое значение величины определяют на основании результатов прямых измерений других величин, функционально связанных с искомой величиной.

3.6 **масса балласта**: Общая масса воды, хлористых солей, механических примесей, растворенного попутного нефтяного газа, содержащихся в нефти.

3.7 **масса нетто нефти**: Разность массы брутто нефти и массы балласта.

3.8 **масса брутто нефти**: Общая масса углеводородного сырья, содержащего растворенный попутный нефтяной газ, воду, хлористые соли, механические примеси и другие химические соединения, не соответствующие по своей степени подготовки требованиям национального стандарта.

3.9 **многофазный поток**: Поток газожидкостной смеси, находящейся в двухфазном состоянии при заданных значениях температуры и давления.

3.10 **многофазный расходомер**: Средство измерений, предназначенное для динамических измерений расходов многофазного потока и его отдельных компонентов без предварительной сепарации.

3.11 **нефть**: Углеводородное сырье, не соответствующее по своей степени подготовки требованиям национального стандарта, содержащее пластовую воду, растворенный попутный нефтяной газ, хлористые соли, механические примеси и другие химические соединения.

Примечание — В определенных случаях в нефти также присутствует свободный нефтяной газ (например, неидеальная сепарация нефтегазоводяной смеси, выделение части растворенного газа в свободное состояние в результате изменения термодинамических условий).

3.12 **параметры свободного попутного нефтяного газа**: Физические величины: температура, плотность и давление, компонентный состав.

3.13 **периодический режим измерений**: Режим измерений, характеризующийся поочередным выполнением измерений для каждой скважины.

3.14 **попутный нефтяной газ**: Смесь углеводородных и неуглеводородных газов и водяных паров, находящихся как в свободном, так и в растворенном состоянии в нефтегазоводяной смеси.

3.15 **прямое измерение** (прямой метод измерений): Измерение, при котором искомое значение величины получают непосредственно от средства измерений.

3.16 **растворенный попутный нефтяной газ** (растворенный газ): Часть попутного нефтяного газа, не выделившаяся в свободное состояние и растворенная в нефти.

3.17 **свободный попутный нефтяной газ** (свободный газ): Часть попутного нефтяного газа, выделившаяся из нефтегазоводяной смеси в процессе ее добычи, транспортирования, подготовки и находящаяся в свободном состоянии.

3.18 **система измерительная (измерений) количества и параметров нефтегазоводяной смеси**: Совокупность функционально объединенных средств измерений, систем обработки информации и технологического оборудования, предназначенная:

- для измерений массы брутто нефти;
- косвенных измерений массы нетто нефти;
- измерений параметров измеряемой среды;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.

3.19 **смесь нефтегазоводяная**: Смесь, извлеченная из недр, содержащая углеводороды широкого физико-химического состава, свободный и растворенный попутные нефтяные газы, воду, минеральные соли, механические примеси и другие химические соединения.

3.20 **стандартные условия**: Условия, соответствующие температуре, равной 20 °С, и избыточному давлению, равному 0.

4 Сокращения

В настоящем стандарте использованы следующие сокращения:

ИЛ — измерительная линия;

ИУ — измерительная установка;

МИ — методика (метод) измерений;

МФР — многофазный расходомер;

СИ — средство измерений;

СИКНС — система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси.

5 Общие положения

5.1 Измерение массы брутто нефти проводят с использованием СИ (СИКНС, ИУ, многофазных расходомеров) утвержденного типа по аттестованной в установленном порядке МИ (при необходимости).

5.1.1 При применении МФР необходимо проводить их предварительную калибровку по свойствам измеряемой среды.

5.1.2 Выполнять измерение требующихся для калибровки МФР параметров измеряемой среды (например, компонентного состава газа, плотностей нефти и воды в составе нефтегазоводяной смеси) следует в соответствии с действующими НД.

5.2 Измерение массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси проводят по отдельным скважинам и лицензионным участкам по МИ, аттестованным и утвержденным в порядке, установленном ГОСТ Р 8.563.

5.3 При разработке и аттестации МИ необходимо учитывать факторы, вносящие дополнительные погрешности измерений, такие как:

а) влияние свободного попутного нефтяного газа на погрешность измерений массы брутто нефти в жидкостной ИЛ;

б) влияние выноса жидкой фазы в газовую ИЛ;

в) влияние частоты и представительности отбора проб при использовании пробоотборников;

г) прочие влияющие факторы, наличие которых определяется при разработке и аттестации МИ.

5.4 Аттестацию МИ необходимо проводить как теоретическими, так и экспериментальными методами. В обоснованных случаях допускается проводить моделирование экспериментальных исследований.

5.5 Погрешности измерений массы брутто нефти, массы нетто нефти, объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, не должны превышать значений, указанных в документе, утвержденном федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим нормативно-правовое регулирование, устанавливающем метрологические требования к данным измерениям.

6 Измерение массы нетто нефти косвенным методом

6.1 Массу нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси измеряют косвенным методом.

6.2 При использовании прямого метода динамических измерений объема нефтегазоводяной смеси или нефти с применением преобразователей объемного расхода (турбинных, лопастных и др.) измеряют объем нефтегазоводяной смеси или нефти в рабочих условиях при давлении и температуре в ИЛ, объемной доли воды и свободного газа в ней, определяют коэффициент, учитывающий влияние растворенного газа на объем нефти, измеряют плотность обезвоженной дегазированной нефти в условиях измерений объема нефти, массовые доли хлористых солей и механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти.

Массу нетто нефти M_0, т, вычисляют по формуле

$$M_{Н} = 10^{-3} V_{С} \cdot \left(1 - \frac{\varphi_{СГ}}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{\varphi_{В}}{100}\right) \cdot K_{РГ} \cdot \rho_{Н} \cdot \left(1 - \frac{W_{ХС} + W_{МП}}{100}\right), \quad (1)$$

где $V_{С}$ — объем нефтегазоводяной смеси или нефти в рабочих условиях при давлении и температуре в ИЛ, м^3, измеренный СИ объема;

$\varphi_{сг}$ — объемная доля свободного газа в нефтегазоводяной смеси или остаточная объемная доля свободного газа в нефти, %, измеряемая стандартизованным методом или по аттестованной в установленном порядке МИ;

$\varphi_{В}$ — объемная доля воды в нефти в рабочих условиях при давлении и температуре в ИЛ, %, измеренная СИ влагосодержания, или измеряемая стандартизованным методом, или по аттестованной в установленном порядке МИ;

$К_{РГ}$ — коэффициент, учитывающий влияние растворенного в нефти газа на ее объем, определяемый исходя из свойств нефти и газа при проведении экспериментальных исследований. Окончательное решение о методе расчета $К_{РГ}$ принимают при аттестации МИ количества нефти;

$\rho_{Н}$ — плотность обезвоженной дегазированной нефти, кг/м^3, приведенная к условиям измерений объема нефти в рабочих условиях при давлении и температуре в ИЛ по стандартизованному методу или по аттестованной в установленном порядке МИ;

$W_{ХС}$ — массовая доля хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %, измеряемая стандартизованным методом или по аттестованной в установленном порядке МИ, или по формуле

$$W_{ХС} = 0{,}1 \cdot \frac{\varphi_{ХС}}{\rho_{Н}^{ХС}}, \quad (2)$$

где $\varphi_{ХС}$ — массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм^3, измеряемая стандартизованным методом или по аттестованной в установленном порядке МИ;

$\rho_{Н}^{ХС}$ — плотность обезвоженной дегазированной нефти, кг/м^3, в условиях измерений $\varphi_{ХС}$;

$W_{МП}$ — массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, измеряемая стандартизованным методом или по аттестованной в установленном порядке МИ.

6.3 При использовании косвенного метода динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси или нефти с применением преобразователей объемного расхода в комплексе с поточным преобразователем плотности, а также прямого метода динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси или нефти с применением преобразователей массового расхода массу нетто нефти $M_{Н}$, т, вычисляют по формуле

$$M_{Н} = M_{С} \cdot \left(1 - \frac{W_{СГ}}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{W_{РГ}}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{W_{В}}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{W_{ХС} + W_{МП}}{100}\right), \quad (3)$$

где $M_{С}$ — масса нефтегазоводяной смеси или нефти, т, измеренная преобразователем массового расхода либо вычисленная по формуле

$$M_{С} = 10^{-3} \cdot V_{С} \cdot \rho_{С}, \quad (4)$$

где $\rho_{С}$ — плотность нефтегазоводяной смеси или нефти в рабочих условиях при давлении и температуре в ИЛ, кг/м^3, измеренная поточным преобразователем плотности;

$W_{СГ}$ — массовая доля остаточного свободного газа в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{СГ} = \frac{\varphi_{СГ} \cdot \rho_Г}{\left(1-\frac{\varphi_Г}{100}\right)\left[\left(1-\frac{\varphi_В}{100}\right)\rho_Н^{РГ}+\frac{\varphi_В}{100}\rho_В\right]+\frac{\varphi_Г \cdot \rho_Г}{100}}, \quad (5)$$

где $\rho_Г$ — плотность свободного нефтяного газа в условиях измерений $\varphi_Г$, кг/м^3;

$\rho_Н^{РГ}$ — плотность нефти, содержащей в себе растворенный газ, кг/м^3, приведенная к рабочим условиям при давлении и температуре в ИЛ, вычисляют по аттестованной МИ;

$\rho_В$ — плотность пластовой воды, кг/м^3, приведенная к рабочим условиям при давлении и температуре в ИЛ, вычисляют по аттестованной МИ;

$W_{РГ}$ — массовая доля растворенного газа в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{РГ} = \frac{\varphi_{РГ} \cdot \rho_Г^{СУ}}{\left(1-\frac{\varphi_В}{100}\right)\rho_Н^{РГ}+\frac{\varphi_В}{100}\rho_В} \cdot 100\%, \quad (6)$$

где $\varphi_{РГ}$ — содержание растворенного газа в нефти (м^3 газа, приведенного к стандартным условиям)/(м^3 нефти в рабочих условиях при давлении и температуре в ИЛ), измеряемое по аттестованной методике;

$\rho_Г^{СУ}$ — плотность газа, приведенную к стандартным условиям, кг/м^3, измеряют по аттестованной МИ.

$W_В$ — массовая доля воды в нефти, %, измеряемая в аккредитованной лаборатории по аттестованной методике либо вычисляемая по результатам измерений φ_W, измеренной СИ влагосодержания, по формуле

$$W_В = \frac{\varphi_В \cdot \rho_В}{\left(1-\frac{\varphi_В}{100}\right)\rho_Н+\frac{\varphi_В}{100}\rho_В}, \quad (7)$$

где $\rho_Н$ — плотность обезвоженной дегазированной нефти, кг/м^3, приведенная к условиям ИЛ;

$\rho_В$ — плотность пластовой воды, кг/м^3, приведенная к условиям ИЛ.

6.4 В обоснованных случаях допускается при разработке МИ использовать иные формулы, выражающие содержание массовых и объемных долей компонентов балласта, но при этом МИ обязательно должны пройти процедуру аттестации.

7 Расчет погрешности измерений массы нетто нефти

7.1 В общем случае погрешность измерений массы нетто нефти $\delta M_Н$, %, рассчитывают по формуле (при доверительной вероятности p = 0,95)

$$\delta M_Н = 1{,}1\sqrt{\sum_{i=1}^{n}\left(\frac{\partial \ln(M_Н(x_1, x_2 \ldots x_n))}{\partial x_i} \cdot \Delta x_i \cdot 100\%\right)^2}, \quad (8)$$

где $M_Н(x_1, x_2 \ldots x_n)$ — функция n аргументов, выражающая способ косвенного измерения массы нетто нефти M_0, т, через массу или объем нефти и параметры нефти и попутного нефтяного газа;

$x_1, x_2 \ldots x_n$ — аргументы функции $M_0(x_1, x_2 \ldots x_n)$;

Δx_i — абсолютная погрешность измерений i-го аргумента функции $M_0(x_1, x_2 \ldots x_n)$, (например, $x_1 = V_С$, тогда $\Delta x_i = \Delta V_С$).

Пример расчета погрешности измерений массы нетто нефти по формуле (8) приведен в приложении А.

7.2 При расчете погрешности измерений величин, входящих в состав формул для измерений массы нетто нефти, необходимо:

- экспериментально выявлять погрешности измерений массы, объема, плотности нефти, содержания воды в нефти с учетом того влияния, которое оказывает свободный газ на средства измерений массы, объема, плотности и влагосодержания. Влиянием свободного газа на погрешности СИ прене-

брегать запрещается, если выявлено или допускается наличие свободного газа в ИЛ, где установлены СИ количества и параметров нефти;

- в тех случаях, когда предусмотрено измерение содержания объемной или массовой доли воды в нефти по отобранной пробе в лаборатории, следует учитывать экспериментально определенное отклонение представительности отбираемой пробоотборниками пробы;

- при определении отклонения представительности отбираемой пробоотборниками пробы следует учитывать не только геометрические характеристики пробозаборных устройств, но и влияние скоростей потока, фазовых концентраций компонентов нефти на представительность отбора пробы.

Приложение А
(рекомендуемое)

Пример расчета погрешности измерений массы нетто нефти по формуле (8)

А.1 Рассмотрим применение формулы (8) в случае, если массу нетто нефти вычисляют по формуле (1)

$$M_{\text{н}} = 10^{-3} V_{\text{с}} \cdot \left(1 - \frac{\varphi_{\text{сг}}}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{\varphi_{\text{в}}}{100}\right) \cdot K_{\text{рг}} \cdot \rho_{\text{н}} \cdot (1 - \frac{W_{\text{хс}} + W_{\text{мп}}}{100}).$$

Тогда

$$\ln M_{\text{н}} = \ln 10^{-3} + \ln V_{\text{с}} + \ln\left(1 - \frac{\varphi_{\text{сг}}}{100}\right) + \ln\left(1 - \frac{\varphi_{\text{в}}}{100}\right) + \ln K_{\text{рг}} + \ln \rho_{\text{н}} + \ln\left(1 - \frac{W_{\text{хс}} + W_{\text{мп}}}{100}\right). \quad \text{(А.1)}$$

Рассмотрим значение $\frac{\partial \ln(M_{\text{н}}(x_1, x_2 \ldots x_n))}{\partial x_i} \cdot \Delta x_i \cdot 100\%$ для каждого слагаемого в формуле (А.1):

А.1.1 $\frac{\partial \ln(M_{\text{н}})}{\partial V_{\text{с}}} \cdot \Delta V_{\text{с}} \cdot 100\% = \frac{1}{V_{\text{с}}} \Delta V_{\text{с}} \cdot 100\% = \delta V_{\text{с}}$ — относительная погрешность измерений объема нефти, %;

А.1.2 $\frac{\partial \ln(M_{\text{н}})}{\partial \varphi_{\text{сг}}} \cdot \Delta \varphi_{\text{сг}} \cdot 100\% = \frac{1}{\left(1 - \frac{\varphi_{\text{сг}}}{100}\right)} \frac{\Delta \varphi_{\text{сг}}}{100} \cdot 100\% = \frac{\Delta \varphi_{\text{сг}}}{1 - \frac{\varphi_{\text{сг}}}{100}}$ — вклад погрешности измерений $\varphi_{\text{Г}}$ в погрешность измерений $M_{\text{Г}}$;

А.1.3 $\frac{\partial \ln(M_{\text{н}})}{\partial \varphi_{\text{в}}} \cdot \Delta \varphi_{\text{в}} \cdot 100\% = \frac{1}{\left(1 - \frac{\varphi_{\text{в}}}{100}\right)} \frac{\Delta \varphi_{\text{в}}}{100} \cdot 100\% = \frac{\Delta \varphi_{\text{в}}}{1 - \frac{\varphi_{\text{в}}}{100}}$ — вклад погрешности измерений $\varphi_{\text{в}}$ в погрешность измерений $M_{\text{н}}$;

А.1.4 $\frac{\partial \ln(M_{\text{н}})}{\partial K_{\text{рг}}} \cdot \Delta K_{\text{рг}} \cdot 100\% = \frac{1}{K_{\text{рг}}} \Delta K_{\text{рг}} \cdot 100\% = \delta K_{\text{рг}}$ — относительная погрешность измерений $K_{\text{РГ}}$, зависит от метода определения $K_{\text{РГ}}$.

А.1.5 $\frac{\partial \ln(M_{\text{н}})}{\partial \rho_{\text{н}}} \cdot \Delta \rho_{\text{н}} \cdot 100\% = \frac{1}{\rho_{\text{н}}} \Delta \rho_{\text{н}} \cdot 100\% = \delta \rho_{\text{н}}$ — относительная погрешность измерений плотности обезвоженной дегазированной нефти.

А.1.6 $\frac{\partial \ln(M_{\text{н}})}{\partial W_{\text{хс}}} \cdot \Delta W_{\text{хс}} \cdot 100\% = \frac{1}{1 - \frac{W_{\text{хс}} + W_{\text{мп}}}{100}} \cdot \frac{\Delta W_{\text{хс}}}{100} \cdot 100\% = \frac{\Delta W_{\text{хс}}}{1 - \frac{W_{\text{хс}} + W_{\text{мп}}}{100}}$ — вклад погрешности измерений $W_{\text{ХС}}$ в погрешность измерений $M_{\text{Н}}$;

А.1.6.1 Так как по формуле (2) $W_{\text{хс}} = 0{,}1 \cdot \frac{\varphi_{\text{хс}}}{\rho_{\text{н}}^{\text{хс}}}$, то $\Delta W_{\text{хс}} = 0{,}1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{\text{хс}}}{\rho_{\text{н}}^{\text{хс}}}$, где $\Delta \varphi_{\text{ХС}}$ — погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм^3. Погрешностью измерений $\rho_{\text{н}}^{\text{хс}}$ при расчете $\Delta W_{\text{ХС}}$ допускается пренебрегать, но окончательное решение об этом принимают при аттестации МИ.

А.1.7 $\frac{\partial \ln(M_{\text{н}})}{\partial W_{\text{мп}}} \cdot \Delta W_{\text{мп}} \cdot 100\% = \frac{1}{1 - \frac{W_{\text{хс}} + W_{\text{мп}}}{100}} \cdot \frac{\Delta W_{\text{мп}}}{100} \cdot 100\% = \frac{\Delta W_{\text{мп}}}{1 - \frac{W_{\text{хс}} + W_{\text{мп}}}{100}}$ — вклад погрешности измерений $W_{\text{МП}}$ в погрешность измерений $M_{\text{Н}}$.

С учетом выше изложенного получим выражение для $\delta M_{\text{Н}}$:

$$\delta M_{\text{н}} = \pm 1{,}1 \sqrt{\delta V_{\text{с}}^2 + \left(\frac{\Delta \varphi_{\text{сг}}}{1 - \frac{\varphi_{\text{сг}}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta \varphi_{\text{в}}}{1 - \frac{\varphi_{\text{в}}}{100}}\right)^2 + \delta K_{\text{рг}}^2 + \delta \rho_{\text{н}}^2 + \frac{\Delta W_{\text{хс}}^2 + \Delta W_{\text{мп}}^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{хс}} + W_{\text{мп}}}{100}\right)^2}}. \quad \text{(А.2)}$$

А.2 Рассмотрим применение формулы (8) в случае, если массу нетто нефти вычисляют по формуле:

$$M_{\text{н}} = M_{\text{с}} \cdot \left(1 - \frac{W_{\text{сг}}}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{W_{\text{рг}}}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{W_{\text{в}}}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{W_{\text{хс}} + W_{\text{мп}}}{100}\right).$$

Тогда

$$\ln M_{\text{н}} = \ln M_{\text{с}} + \ln\left(1 - \frac{W_{\text{сг}}}{100}\right) + \ln\left(1 - \frac{W_{\text{рг}}}{100}\right) + \ln\left(1 - \frac{W_{\text{в}}}{100}\right) + \ln\left(1 - \frac{W_{\text{хс}} + W_{\text{мп}}}{100}\right). \quad \text{(А.3)}$$

Рассмотрим значение $\frac{\partial \ln(M_н(x_1, x_2 \ldots x_n))}{\partial x_i} \cdot \Delta x_i \cdot 100\%$ для каждого слагаемого в формуле (А.3):

А.2.1 $\frac{\partial \ln(M_н)}{\partial M_с} \cdot \Delta M_с \cdot 100\% = \frac{1}{M_с} \Delta M_с \cdot 100\% = \delta M_с$ — относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

А.2.2 $\frac{\partial \ln(M_н)}{\partial W_{сг}} \cdot \Delta W_{сг} \cdot 100\% = \frac{1}{1-\frac{W_{сг}}{100}} \cdot \frac{\Delta W_{сг}}{100} \cdot 100\% = \frac{\Delta W_{сг}}{1-\frac{W_{сг}}{100}}$ — вклад погрешности измерений W_G в погрешность измерений M_0;

А.2.2.1 Так как $W_{сг} = \frac{\varphi_{сг} \cdot \rho_г}{\left(1-\frac{\varphi_г}{100}\right)\left[\left(1-\frac{\varphi_в}{100}\right)\rho_н^{рг} + \frac{\varphi_в}{100}\rho_в\right] + \frac{\varphi_г \cdot \rho_г}{100}}$ по формуле (5), то:

$$\Delta W_{сг} = \frac{\Delta\varphi_{сг} \cdot \rho_г}{\left(1-\frac{\varphi_г}{100}\right)\left[\left(1-\frac{\varphi_в}{100}\right)\rho_н^{рг} + \frac{\varphi_в}{100}\rho_в\right] + \frac{\varphi_г \cdot \rho_г}{100}}. \quad (А.4)$$

Допускается при расчете $\Delta W_{СГ}$ пренебрегать погрешностями измерений $\rho_н^{рг}$, $\rho_В$ и $\rho_Г$, однако окончательное решение об этом принимают при аттестации МИ.

А.2.3 $\frac{\partial \ln(M_н)}{\partial W_{рг}} \cdot \Delta W_{рг} \cdot 100\% = \frac{1}{1-\frac{W_{рг}}{100}} \cdot \frac{\Delta W_{рг}}{100} \cdot 100\% = \frac{\Delta W_{рг}}{1-\frac{W_{рг}}{100}}$ — вклад погрешности измерений W_{GS} в погрешность измерений M_0;

А.2.3.1 Аналогично А.2.2.1

$$\Delta W_{рг} = \frac{\Delta\varphi_{рг} \cdot \rho_г^{су}}{\left(1-\frac{\varphi_в}{100}\right)\rho_н^{рг} + \frac{\varphi_в}{100}\rho_в} \cdot 100\%. \quad (А.5)$$

Допускается при расчете $\Delta W_{РГ}$ пренебрегать погрешностями измерений $\rho_н^{рг}$, $\rho_В$ и $\rho_Г$, однако окончательное решение об этом принимают при аттестации МИ.

А.2.4 $\frac{\partial \ln(M_н)}{\partial W_в} \cdot \Delta W_в \cdot 100\% = \frac{1}{1-\frac{W_в}{100}} \cdot \frac{\Delta W_в}{100} \cdot 100\% = \frac{\Delta W_в}{1-\frac{W_в}{100}}$ вклад погрешности измерений W_W в погрешность измерений M_0;

А.2.4.1 Аналогично А.2.2.1

$$\Delta W_в = \frac{\Delta\varphi_в \cdot \rho_в}{\left(1-\frac{\varphi_в}{100}\right)\rho_н + \frac{\varphi_в}{100}\rho_в}. \quad (А.6)$$

Допускается при расчете $\Delta W_В$ пренебрегать погрешностями измерений $\rho_В$ и $\rho_Н$, однако окончательное решение об этом принимают при аттестации МИ.

А.2.5 С учетом вышеизложенного получим выражение для $\delta M_Н$:

$$\delta M_н = \pm 1{,}1 \sqrt{\delta M_с^2 + \left(\frac{\Delta W_{сг}}{1-\frac{W_{сг}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{рг}}{1-\frac{W_{рг}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_в}{1-\frac{W_в}{100}}\right)^2 + \frac{\Delta W_{хс}^2 + \Delta W_{мп}^2}{\left(1-\frac{W_{хс}+W_{мп}}{100}\right)^2}}. \quad (А.7)$$

Библиография

[1] Рекомендации по межгосударственной стандартизации РМГ 29—2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения

УДК 622.69-79:006.354 ОКС 17.040.30

Ключевые слова: измерительная установка, нефть, нефтегазоводяная смесь, методики измерений, многофазные расходомеры, растворенный попутный нефтяной газ, свободный попутный нефтяной газ, система измерений, скважина

Редактор *Л.Б. Чернышева*
Корректор *Г.В. Яковлева*
Компьютерная верстка *Ю.В. Половой*

Сдано в набор 18.07.2016. Подписано в печать 12.09.2016. Формат 60 × 84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 1,63.

Набрано в ИД «Юриспруденция», 115419, Москва, ул. Орджоникидзе, 11.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

Издано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995, Москва, Гранатный пер., 4.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru