

**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «НЕФТЕАВТОМАТИКА»**  
ОБОСОБЛЕННОЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ  
ГОЛОВНОЙ НАУЧНОЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ ЦЕНТРА в г. Казань

**УТВЕРЖДАЮ**

Директор ОП ГНМЦ  
АО «Нефтеавтоматика»

М.С. Немиров

« 17 » 08 2020 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

**КОЛИЧЕСТВО НЕФТИ И НЕФТЯНОГО ГАЗА,  
ИЗВЛЕКАЕМЫХ ИЗ НЕДР**

**Методика измерений установками измерительными групповыми  
автоматизированными «АГЗУ-120М-4,0»**

**МН 715 – 2016**

**с изменениями №1, 2, 3**

**1 РАЗРАБОТАНА** Обособленным подразделением Головной научный метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в г. Казань (ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

**ИСПОЛНИТЕЛИ:** Крайнов М.В.,  
Нурмухаметов Р.Р.,  
Березовский Е.В.

**2 УТВЕРЖДЕНА** ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»

**АТТЕСТОВАНА** ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»  
(Аттестат аккредитации № RA.RU.310652 выдан 30.04.2015 г.)  
Свидетельство об аттестации  
№ RU.RA.310652-093/01-2016 от 22.12.2016г.

**Регистрационный код методики измерений по Федеральному реестру:  
ФР.1.29.2018.31220**

**ВВЕДЕНА ВПЕРВЫЕ**

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и (или) распространен без разрешения АО «Нефтеавтоматика».

## СОДЕРЖАНИЕ

1 Назначение и область применения .....	1
2 Термины и определения.....	1
3 Требования к погрешности измерений.....	3
4 Средства измерений и вспомогательные устройства .....	3
5 Методы измерений.....	4
6 Требования безопасности, охраны окружающей среды и квалификации персонала .....	4
7 Условия выполнения измерений .....	5
8 Подготовка и выполнение измерений .....	7
9 Обработка результатов измерений .....	8
10 Контроль точности результатов измерений.....	12
11 Оформление результатов измерений .....	13
12 Нормативные ссылки .....	13
Приложение А (справочное) Определение погрешностей измерений .....	15
Приложение Б (справочное) Вспомогательные формулы .....	22

<p>Государственная система обеспечения единства измерений</p> <p>КОЛИЧЕСТВО НЕФТИ И НЕФТЯНОГО ГАЗА, ИЗВЛЕКАЕМЫХ ИЗ НЕДР</p> <p>Методика измерений установками измерительными групповыми автоматизированными «АГЗУ-120М-4,0»</p>	<p>МН 715 - 2016</p>
---	----------------------

## 1 Назначение и область применения

Настоящий документ устанавливает методику измерений массы сырой нефти, массы сырой нефти без учета воды и объема свободного нефтяного газа, приведённого к стандартным условиям, с помощью установок измерительных групповых автоматизированных «АГЗУ-120М-4,0», выпускаемых по техническим условиям ТУ 4318-211-80025474-2015 «Установки измерительные групповые автоматизированные «АГЗУ-120М-4,0» (далее - установки).

Методика применяется для измерений установками:

- отдельно массы сырой нефти и массы сырой нефти без учета воды;
- отдельно объема свободного нефтяного газа, приведённого к стандартным условиям;
- совместно массы сырой нефти, массы сырой нефти без учета воды и объема свободного нефтяного газа, приведённого к стандартным условиям.

Методика измерений разработана с учетом ГОСТ Р 8.563 и ГОСТ Р 8.615, Правил учета нефти, утверждённых Правительством РФ № 451 от 16 мая 2014 г., Приказ Минэнерго России №179 от 15.03.2016 г.

### *Раздел 1 (Измененная редакция, Изм. N 1).*

## 2 Термины и определения

**2.1 время измерения скважины:** Продолжительность однократного непрерывного подключения скважины к измерительной установке.

**2.2 измерительная установка (установка):** Совокупность функционально объединенных измерительных приборов, измерительных преобразователей и других устройств, предназначенных для измерений одной или нескольких величин и размещенных в одной пространственно обособленной зоне.

**2.3 масса сырой нефти (масса нефтегазоводяной смеси):** масса нефти с балластом, состоящим из воды с содержащимися в ней хлористыми солями и механическими примесями, извлеченной из недр скважиной (масса скважинной жидкости).



**2.4 масса нетто нефти:** масса нефти за вычетом масс отделенных воды, попутного нефтяного газа и примесей, а также содержащихся в нефти во взвешенном состоянии воды, хлористых солей и механических примесей, определенных с применением средств измерений и результатов лабораторных испытаний;

**2.5 отчетный период:** Интервал времени, по окончании которого формируется и оформляется результат измерений.

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

**2.7 свободный нефтяной газ:** Смесь углеводородных газов, выделившихся из сырой нефти в процессе её добычи, транспортировки, подготовки и находящихся в свободном состоянии.

**2.8 система обработки информации (СОИ):** Вычислительное устройство, входящее в состав измерительной установки и выполняющее обработку измерительной информации согласно заложенным алгоритмам.

**2.9 стандартные условия:** Условия, соответствующие температуре 20°C (293,15 К) и абсолютному давлению 760 мм. рт. ст. (0,101325 МПа).

**2.10 сырая нефть:** Жидкое минеральное сырье, состоящее из смеси углеводородов широкого физико-химического состава, которое может содержать растворенный газ, воду, минеральные соли, механические примеси и другие химические соединения.

**Примечания:**

1. Термин «нефтегазоводяная смесь», используемый в Правилах, соответствует термину «сырая нефть», используемому в ГОСТ Р 8.615 и термину «добываемая скважинная жидкость» в соответствии со ст.339 Налогового Кодекса РФ.

2. Термин «масса нетто нефти», используемый в Правилах, соответствует термину «массы сырой нефти без учета воды», используемому в ГОСТ Р 8.615.

3. Термин «вода» применяемый в ГОСТ Р 8.615 соответствует термину «балласт сырой нефти», используемому в Правилах.

**Раздел 2 (Измененная редакция, Изм. N 3).**

### **3 Требования к погрешности измерений**

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.615 (п.6.1) установлены следующие пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

- массы сырой нефти:  $\pm 2,5$  %;
- массы сырой нефти без учета воды при содержании воды в сырой нефти:  
от 0,1 до 70 % вкл. -  $\pm 6$  %<sup>1)</sup>;  
от 70 до 95 % вкл. -  $\pm 15$  %<sup>1)</sup>;
- объема нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям:  $\pm 5,0$  %.

**Раздел 3 (Измененная редакция, Изм. N 3).**

### **4 Средства измерений и вспомогательные устройства**

4.1 Для реализации настоящей методики измерений используют установки измерительные групповые автоматизированные «АГЗУ-120М-4,0», зарегистрированные в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 69925-17 (далее - установка).

4.2 Средства измерений и технические средства, используемые для лабораторных измерений:

- плотности нефти по ГОСТ Р 51069, ГОСТ 3900;
- содержания воды в нефти по ГОСТ 2477.

4.3 Допускается применение других средств измерений и вспомогательных устройств с аналогичными или лучшими характеристиками.

**Раздел 4 (Измененная редакция, Изм. N 1, 3).**

<sup>1)</sup> Для обеспечения показателей точности установленных в разделе 3 должны выполняться следующие условия:

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды поточным влагомером установленным в жидкостной линии установки не более  $\pm 1,0$  %, при объемной доли воды от 0,1 до 70 % вкл;

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды поточным влагомером установленным в жидкостной линии установки не более  $\pm 0,5$  %, при объемной доли воды от 70 до 95 % вкл;

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в лаборатории по аттестованной методике измерений не более  $\pm 1,0$  %, при объемной доли воды от 0,1 до 70 % вкл;

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в лаборатории по аттестованной методике измерений не более  $\pm 1,2$  %, при объемной доли воды от 0,1 до 70 % вкл;

Пределы допускаемой абсолютной погрешности канала измерения плотности массового расходомера не более  $\pm 1$  кг/м<sup>3</sup>.



## **5 Методы измерений**

5.1 Подключение скважин на измерение параметров продукции скважин производится поочередно автоматически или вручную.

5.2 Массу сырой нефти измеряют массовым расходомером, установленным в жидкостной линии установки.

5.3 Массу сырой нефти за вычетом воды вычисляют, используя результаты измерений массы сырой нефти и массовой доли воды в сырой нефти.

Массовую долю воды в сырой нефти измеряют с применением поточного влагомера, канала плотности массового расходомера или в лаборатории по аттестованной методике измерений.

### **5.3 (Измененная редакция, Изм. N 3).**

5.4 Объем свободного нефтяного газа (СНГ), приведенный к стандартным условиям, вычисляют, используя результаты измерений массы свободного нефтяного газа и плотности нефтяного газа, и так же и с помощью объемного расходомера газа, датчиков давления и температуры.

### **5.4 (Измененная редакция, Изм. N 3).**

5.5 С помощью преобразователей давления измеряется рабочее давление в установке.

5.6 С помощью преобразователей температуры измеряется температура сырой нефти и температура газа.

5.7 С помощью таймера системы обработки информации (СОИ) измеряется время измерения скважины.

## **6 Требования безопасности, охраны окружающей среды и квалификации персонала**

6.1 При выполнении измерений в соответствии с настоящей методикой измерений необходимо соблюдать требования по технике безопасности и охране окружающей среды, изложенные в эксплуатационной документации на измерительные установки, а также правила безопасности, действующие на конкретном объекте.

6.2 Организация и производство работ проводится в соответствии со следующими правилами и нормативными документами:

в области охраны труда и промышленной безопасности:

– Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;

– Трудовой кодекс Российской Федерации;

в области пожарной безопасности:

- «Пожарная безопасность зданий и сооружений», СНиП 21.01;
- СП 12.13130 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- СП 5.13130 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования»;
- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 №390; технический регламент «О требованиях к пожарной безопасности» №123-ФЗ от 22.07.2008г. с изм. 2014г.;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:
  - «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (утв. Приказом Минтруда от 24.07.2013г. № 328Н);
  - ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;
  - в области охраны окружающей среды:
    - Федерального закона от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и других законодательных актов по охране окружающей среды, действующих на территории РФ.

6.3 К выполнению измерений и обработке их результатов допускаются лица, достигшие 18 лет, имеющие квалификацию слесаря КИПиА не ниже 3-го разряда, сдавшие экзамен по технике безопасности и ознакомленные с руководством по эксплуатации установок и настоящей методики измерений.

## 7 Условия выполнения измерений

7.1 Параметры измеряемой среды должны находиться в пределах:

- рабочее давление, МПа, не более	6,3;
- температура рабочей среды, °С	от 0 до 90;
- массовая доля воды в сырой нефти, %, не более	99;
- диапазон плотности жидкой фазы нефтегазоводяной смеси в рабочих условиях, кг/м <sup>3</sup>	от 800 до 1180;
- содержание свободного нефтяного газа в сырой нефти, %, не более	6;
- содержание растворенного нефтяного газа в сырой нефти, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	20;
- газовый фактор, м <sup>3</sup> /т, не более	3000;
- массовая доля парафина в сырой нефти, %, не более	16;
- массовая доля механических примесей в сырой нефти, %, не более	0,3;
- кинематическая вязкость измеряемой среды, мм <sup>2</sup> /с, не более	2000;



- массовый расход сырой нефти, т/сут от 5 до 750;

- объемный расход нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям,  
м<sup>3</sup>/сут от 220 до 250000.

П р и м е ч а н и е – Измерения массы сырой нефти без учета воды производится только при значении объемной доли воды в нефти не более 95 %.

## 7.2 Компонентный состав СНГ

7.2.1 Компонентный состав СНГ определяют по точечной пробе СНГ путем проведения хроматографического анализа по ГОСТ 31371.7 или по другой утвержденной в установленном порядке методике измерений молярной доли компонентов. В случае применения утвержденной в установленном порядке методике измерений молярной доли компонентов точность измерений молярной доли компонентов в диапазоне компонентных составов, должна быть не хуже приведенной в таблице 1.

Таблица 1 - Диапазон и точность измерений молярной доли компонентов СНГ

№	Наименование показателя	Диапазон измерений, мол. %	Пределы относительной погрешности измерений, %
1	2	3	4
1	СН <sub>4</sub> (метан)	25,0-40,0	1,6
2	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub> (этан)	В диапазоне 0,1-1,5 1,5-15,0 15,0-20,0	4,0 3,0 2,4
3	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub> (пропан)	В диапазоне 0,1-1,5 1,5-15,0 15,0-20,0	4,0 3,0 2,4
4	С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub> (изо-бутан, н-бутан)	В диапазоне 0,1-1,5 1,5-15,0	4,0 3,0
5	С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub> (изо-пентан, н-пентан)	В диапазоне 0,1-1,5 1,5-10,0	4,0 3,0
6	С <sub>6</sub> Н <sub>14</sub> (сумма)	В диапазоне 0,1-1,5 1,5-10,0	4,0 3,0
7	СО <sub>2</sub> (диоксид углерода)	В диапазоне: 0,1-1,5 1,5-10,0	4,0 3,0
8	Н <sub>2</sub> (азот)	В диапазоне: 0,1-1,5 1,5-10,0	4,0 3,0
9	Н <sub>2</sub> С (сероводород)	0,1-2,0	5,0

Компоненты с содержанием менее 0,1 мол. % не учитывают. Сумма содержаний неопределяемых и не учитываемых компонентов должна составлять не более 0,1 мол. %

7.2.2 Влажность СНГ и температуру точки росы влаги определяют в соответствии с ГОСТ 20060 или ГОСТ Р 53763 по точечной пробе СНГ.

7.2.3 Температуру точки росы углеводородов определяют в соответствии с ГОСТ 20061 или ГОСТ Р 53762 по точечной пробе СНГ.

7.2.4 Точечную пробу СНГ для определения компонентного состава, влажности СНГ, температур точек росы влаги и углеводородов отбирают в соответствии с ГОСТ 31370. Частоту отбора проб определяют в соответствии с п.4.2 ГОСТ 31370.

7.2.5 Температуру точки росы углеводородов СНГ определяют в соответствии с ГОСТ 20061 или ГОСТ Р 53762.

### ***Раздел 7 (Измененная редакция, Изм. N 2, 3).***

## **8 Подготовка и выполнение измерений**

8.1 Подготовку к работе измерительной установки, опробование, настройку и предварительные измерения проводят в соответствии с его руководством по эксплуатации.

8.2 Массу сырой нефти за время измерения скважины измеряют массовым расходомером жидкости, установленным в жидкостной линии.

8.3 Массу сырой нефти без учета воды вычисляют по формуле (1).

8.4 Объем свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, вычисляют по формуле (10).

8.5 В процессе измерений отбирают не менее трех точечных проб через равные интервалы времени не менее 10 минут, из которых составляют объединенную пробу. Объем точечной пробы при ручном отборе проб должен быть не менее 500 см<sup>3</sup>. Объединенную пробу составляют смешением точечных проб в равных пропорциях. Объем объединенной пробы должен быть не менее 1500 см<sup>3</sup>. В объединенной пробе определяют объемную (массовую) долю воды в сырой нефти в лаборатории по аттестованной методике измерений в соответствии с графиком отбора проб.

8.6 В объединенной пробе определяют массовую долю механических примесей в сырой нефти в лаборатории по ГОСТ 6370.

8.7 В объединенной пробе определяют массовую концентрацию хлористых солей в сырой нефти в лаборатории по ГОСТ 21534.

8.8 Периодичность определения объемной (массовой) доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в сырой нефти в лабораторий не реже 1 раза в месяц.



8.9 Измеренные значения объемной (массовой) доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в сырой нефти вводят в СОИ по результатам лабораторных анализов.

8.10 На основании всех имеющихся в СОИ параметров, измеренных автоматически и введенных в СОИ по результатам лабораторных анализов, СОИ вычисляет значение массы сырой нефти без учета воды.

### **Раздел 8 (Измененная редакция, Изм. N 3).**

## **9 Обработка результатов измерений**

9.1 Массу сырой нефти определяют с помощью массового расходомера жидкости, установленного в жидкостной линии измерительной установки.

9.2 Массу сырой нефти без учета воды,  $M_H$ , кг, за время измерения скважины вычисляют по формуле

$$M_H = M_{CH} \cdot \left(1 - \frac{W_B}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{W_{рг} + W_{сг}}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{W_{ХС} + W_{МП}}{100}\right) + M_{КЖ}, \quad (1)$$

где  $M_{CH}$  – масса сырой нефти, кг, измеряют массовым расходомером жидкости, установленным в жидкостной измерительной линии;

$W_B$  – массовая доля воды в сырой нефти, %, определяют в соответствии с п. 9.2.1;

$W_{рг}$  – массовая доля растворенного газа в сырой нефти, вычисляют по формуле (7), %;

$W_{сг}$  – массовая доля остаточного свободного газа в сырой нефти, вычисляют по формуле (8), %;

$M_{КЖ}$  – масса сырой нефти, унесенная свободным нефтяным газом в виде капельной жидкости, вычисляют по формуле (9), кг;

$W_{ХС}$  – массовая доля хлористых солей в сырой нефти, вычисляют по формуле (11), %;

$W_{МП}$  – массовая доля механических примесей в сырой нефти, %, измеряют в лаборатории по ГОСТ 6370.

### 9.2.1 Массовая доля воды в сырой нефти.

9.2.1.1 При использовании поточного влагомера установленного в жидкостной линии установки, массовую долю воды в сырой нефти,  $W_B$ , %, вычисляют автоматически по формуле

$$W_B = \frac{\varphi \cdot \rho_B}{\rho_{с.к}}, \quad (2)$$

где  $\varphi$  – объемная доля воды в сырой нефти, измеренная поточным влагомером,

установленным в жидкостной линии установки, %;

$\rho_B$  – плотность отделенной пластовой воды, измеренная в лаборатории по отобранной пробе, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{с.к}$  – плотность жидкой фазы нефтегазоводяной смеси измеренная по каналу измерений плотности массового расходомера жидкости, с корректировкой остаточного газа, кг/м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле (4).

9.2.1.2 В случае выхода из строя поточного влагомера или его отсутствия, массовую долю воды в сырой нефти вычисляют по формуле (3) или (6).

При использовании канала плотности массового расходомера жидкости, массовую долю воды в сырой нефти,  $W_B$ , %, вычисляют автоматически по формуле

$$W_B = \frac{\rho_B \cdot (\rho_{с.к} - \rho_H)}{\rho_{с.к} \cdot (\rho_B - \rho_H)} \cdot 100, \quad (3)$$

где  $\rho_H$  – плотность обезвоженной нефти, кг/м<sup>3</sup>, измеряют в лаборатории и приводят к рабочим условиям по Р 50.2.076. При измерении плотности обезвоженной нефти, объемная доля остаточной воды  $W_0$  в обезвоженной нефти, не должно превышать 1 %;

$\rho_{с.к}$  – плотность жидкой фазы нефтегазоводяной смеси измеренная по каналу измерений плотности массового расходомера жидкости, кг/м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле

$$\rho_{с.к} = \frac{1 - \frac{W_{сг}}{100} - \frac{W_{рг}}{100}}{\frac{1}{\rho_{сн}^{py}} - \frac{100}{\rho_{сг}^{py}} - \frac{100}{\rho_{рг}}}, \quad (4)$$

где  $\rho_{сн}^{py}$  – плотность сырой нефти в рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>, измеряют, используя канал измерений плотности массового расходомера жидкости или определяют в лаборатории по аттестованной методике измерений;

$\rho_{сг}^{py}$  – плотность свободного нефтяного газа (далее - СНГ) в сырой нефти, кг/м<sup>3</sup>, при рабочих условиях, вычисляют в соответствии с методикой ГСССД МР 113, по результатам измерений температуры, давления и компонентному составу СНГ;

$\rho_{рг}$  – плотность растворенного нефтяного газа, кг/м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле

$$\rho_{рг} = -321,7 + 212,9 \cdot \rho_{сг}^{ст} + 0,47 \cdot \rho_H - 149,37 \cdot \rho_{сг}^{ст2} + 0,503 \cdot \rho_{сг}^{ст} \cdot \rho_H - 0,0002045 \cdot \rho_H^2 \quad (5)$$

где  $\rho_{сг}^{ст}$  – плотность СНГ при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>. Плотность СНГ в стандартных условиях вычисляют в соответствии с методикой ГСССД МР 113, или вычисляют в соответствии с ГОСТ 31369, или измеряют в соответствии с ГОСТ 17310.

Плотность газа, приведенную к стандартным условиям, определяют расчетным методом по компонентному составу согласно ГСССД МР 113-03. (Компонентный состав определяется в лабораторных условиях хроматографическим методом.)



9.2.1.3 При измерении массовой доли воды в сырой нефти  $W_B$ , %, в лаборатории по аттестованной методике измерений, вычисляют по формуле

$$W_B = \frac{\varphi \cdot \rho_B}{\rho_{с.к}}, \quad (6)$$

где  $\varphi$  – объемная доля воды в сырой нефти, измеренная в лаборатории по аттестованной методике измерений, %.

9.2.2 Массовую долю растворенного газа,  $W_{рг}$ , %, вычисляют по формуле

$$W_{рг} = \frac{\rho_{сг}^{сг} \cdot \varphi_{рг}}{\rho_{сн}^{ру}} \cdot 100, \quad (7)$$

где  $\varphi_{рг}$  – объемная доля растворенного газа в сырой нефти при рабочих условиях,  $м^3/м^3$ , определяют по МИ 2575.

9.2.3 Массовую долю свободного газа в нефти,  $W_{сг}$ , %, вычисляют по формуле

$$W_{сг} = \frac{\varphi_{сг} \cdot КР \cdot \rho_{сг}^{сг}}{\rho_{сн}^{ру}}, \quad (8)$$

где  $\varphi_{сг}$  – объемная доля свободного газа в сырой нефти, %, определяют по МИ 2575;

$КР$  – отношение абсолютного давления в жидкостной линии к атмосферному в момент измерения объемного содержания свободного газа в нефти;

9.2.4 При измерении количества газа массовым расходомером газа, массу сырой нефти, унесенной СНГ в капельной жидкости, кг, вычисляют по формуле

$$M_{кж} = V^{с.у.} \cdot w_{кж} \cdot 10^{-6}, \quad (9)$$

где  $w_{кж}$  – содержание капельной жидкости в единице объема газа,  $мг/м^3$ , определяют по МИ 3270;

$V^{с.у.}$  – объем СНГ, приведенный к стандартным условиям, измеренный с применением объемного счетчика газа или измеренный с применением массового расходомера газа,  $м^3$ . При использовании массового расходомера газа, объем СНГ вычисляют по формуле

$$V_M^{с.у.} = \frac{M_{г}}{\rho_{сг}^{сг}}, \quad (10)$$

где  $M_{г}$  – масса газа, измеренная массовым расходомером газа, кг.

9.2.5 Массовую долю хлористых солей в сырой нефти вычисляют по формуле

$$W_{хс} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{хс}}{\rho_{сн}^{ру}}, \quad (11)$$

где  $\varphi_{хс}$  – массовая концентрация хлористых солей в сырой нефти,  $мг/дм^3$ , измеренная в лаборатории по ГОСТ 21534.

## **9.2 (Измененная редакция, Изм. N 3).**

9.3 Объем СНГ, приведенный к стандартным условиям, вычисляют, используя результаты измерений массы СНГ и плотности СНГ или с помощью объемного

расходомера газа, датчиков давления и температуры.

9.3.1 Объем СНГ, приведенный к стандартным условиям, измеренный с применением «АГЗУ-120М-4,0», вычисляют по формуле

$$V_{\text{АГЗУ}}^{\text{С.У.}} = V^{\text{С.У.}} \cdot \left( 1 - \frac{W_{\text{кж}} \cdot 10^{-6}}{\rho_{\text{СН}}^{\text{ПУ}}} \right) + \frac{M_{\text{РГ}} + M_{\text{СГ}}}{\rho_{\text{СГ}}^{\text{СТ}}}, \quad (12)$$

где  $V_{\text{АГЗУ}}^{\text{С.У.}}$  – объем СНГ, приведенный к стандартным условиям, измеренный с применением «АГЗУ-120М-4,0», м<sup>3</sup>;

$M_{\text{РГ}}$  – масса растворенного нефтяного газа, кг;

$M_{\text{СГ}}$  – масса СНГ, кг.

Массу растворенного нефтяного газа,  $M_{\text{РГ}}$ , кг, вычисляют по формуле

$$M_{\text{РГ}} = M_{\text{СН}} \cdot \frac{W_{\text{РГ}}}{100}, \quad (13)$$

Массу СНГ,  $M_{\text{СГ}}$ , кг, вычисляют по формуле

$$M_{\text{СГ}} = M_{\text{СН}} \cdot \frac{W_{\text{СГ}}}{100}, \quad (14)$$

9.3.2 При использовании объемного счетчика газа, объем СНГ, приведенный к стандартным условиям, прошедший через объемный счетчик за отчетный период  $V_{\text{ДРГМ}}^{\text{С.У.}}$ , м<sup>3</sup>, вычисляют путем дискретного интегрирования функции объемного расхода по формуле, реализованной в вычислителе УВП-280:

$$V_{\text{ДРГМ}}^{\text{С.У.}} = \sum_{i=1}^n \left( \frac{\rho_i}{\rho_{\text{СГ}}^{\text{СТ}}} \cdot V_i \right), \quad (15)$$

где  $n$  – число интервалов дискретизации опроса датчиков за отчетный период;

$\rho_i$  – плотность СНГ в рабочих условиях, в  $i$ -й интервал дискретизации, кг/м<sup>3</sup>, вычисляют, в соответствии с методикой ГСССД МР 113, по результатам измерений температуры, давления и компонентному составу СНГ;

$V_i$  – объем СНГ в рабочих условиях, прошедший за  $i$ -й интервал дискретизации, м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле

$$V_i = Q_i \cdot \tau_i, \quad (16)$$

где  $Q_i$  – объемный расход СНГ в рабочих условиях за  $i$ -й интервал дискретизации, м<sup>3</sup>/с. Измеряют при помощи объемного счетчика газа;

$\tau_i$  – длительность  $i$ -ого интервала дискретизации опроса датчиков, с.

### **9.3 (Измененная редакция, Изм. N 3).**

9.4 По полученным результатам измерений расчетным методом определяют текущие среднесуточные значения массового расхода сырой нефти,  $G_{\text{СНН}}$ , т/сут, массового расхода сырой нефти без учета воды,  $G_{\text{НН}}$ , т/сут, и объемного расхода газа,

приведенного к стандартным условиям,  $Q_{Гi}$ , м<sup>3</sup>/сут, за время каждого ( $i$ -го) измерения скважины

$$G_{CHi} = \frac{M_{CHi}}{t_i} \cdot \frac{T^P}{1000}, \quad (17)$$

$$G_{Hi} = \frac{M_{Hi}}{t_i} \cdot \frac{T^P}{1000}, \quad (18)$$

$$Q_{Гi} = \frac{V_{АГЗУi}^{С.У.}}{t_i} \cdot T^P, \quad (19)$$

где  $M_{CHi}$  – масса сырой нефти, кг, измеренная за  $i$ -ое время измерения скважины;  
 $M_{Hi}$  – масса сырой нефти без учета воды, кг, измеренная за  $i$ -ое время измерения скважины;  
 $V_{АГЗУi}^{С.У.}$  – объем свободного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям, м<sup>3</sup>, измеренный за  $i$ -ое время измерения скважины;  
 $t_i$  – время  $i$ -го измерения, измеряются контроллером установки, с;  
 $T^P$  – время работы скважины в течение суток, с.

#### **9.4 (Измененная редакция, Изм. N 3).**

9.5 По результатам измерений установкой параметров продукции скважины определяют количество извлеченной за отчетный период массы сырой нефти,  $M_{CH}^{OP}$ , т, массы сырой нефти без учета воды,  $M_H^{OP}$ , т, и объема газа,  $V_{Г}^{OP}$ , приведенного к стандартным условиям, м<sup>3</sup>, используя следующие выражения

$$M_{CH}^{OP} = \sum_{i=1}^L (G_{CHi} \cdot T_i), \quad (20)$$

$$M_H^{OP} = \sum_{i=1}^L (G_{Hi} \cdot T_i), \quad (21)$$

$$V_{Г}^{OP} = \sum_{i=1}^L (Q_{Гi} \cdot T_i), \quad (22)$$

где  $G_{CHi}$ ,  $G_{Hi}$ ,  $Q_{Гi}$  – среднесуточные расходы сырой нефти, т/сут, сырой нефти без учета воды, т/сут, и нефтяного газа, м<sup>3</sup>/сут, соответственно при  $i$ -ом измерении;  
 $L$  – число измерений скважины за отчетный период;  
 $T_i$  – интервал времени между измерениями скважины, включая время самого измерения, сут.

#### **9.5 (Измененная редакция, Изм. N 3).**

### **10 Контроль точности результатов измерений**

10.1 Все средства измерений, входящие в измерительную установку, должны



быть утвержденного типа, пройти поверку и иметь действующее свидетельство о поверке и/или поверительное клеймо.

10.2 В случае, если установка применяется только для измерений массы сырой нефти и массы сырой нефти без учета воды, допускается не проводить периодическую поверку средств измерений, применяемых при измерении объема и объемного расхода СНГ, при этом результаты измерений объема свободного нефтяного газа, приведённого к стандартным условиям, признают недостоверными.

**10.2 (Введено дополнительно, Изм. N 1).**

10.3 В случае, если установка применяется только для измерений объема свободного нефтяного газа, приведённого к стандартным условиям, допускается не проводить периодическую поверку средств измерений, применяемых при измерении массы и массового расхода сырой нефти, при этом результаты измерений массы и массового расхода сырой нефти и массы и массового расхода сырой нефти без учета воды признают недостоверными.

**10.3 (Введено дополнительно, Изм. N 1).**

## **11 Оформление результатов измерений**

Результаты измерений используются, оформляются, протоколируются и архивируются в соответствии с требованиями эксплуатационной документации автоматизированной системы управления технологическими процессами нефтепромысла.

## **12 Нормативные ссылки**

В настоящей рекомендации использованы следующие государственные стандарты и другие нормативные документы:

ГОСТ 2477-2014 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды.

ГОСТ 3900-85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности.

ГОСТ 17310-2002 Газы. Пикнометрический метод определения плотности.

ГОСТ 30319.2-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости.

ГОСТ 31369-2008 Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава.

ГОСТ 33701-2015 Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов.

ГОСТ Р 51069-97 Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API ареометром.



ГОСТ Р 8.563-2009 ГСИ. Методики (методы) измерений.

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

ГСССД МР 113-03 Методика ГСССД. Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500 К при давлениях до 15 МПа.

СП 5.13130-2009 «Свод правил. Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования».

МИ 2575-2000 Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений

Федеральный закон от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».

Правила устройства электроустановок» и «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.

Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (утв. Приказом Минтруда от 24.07.2013г. № 328Н)

Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 №101)

**12 (Измененная редакция, Изм. N 3).**

## Приложение А (справочное)

### Определение погрешностей измерений

А1 Относительную погрешность измерений массы сырой нефти без учета воды,  $\delta M_H$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_H = \frac{\Delta M_H \cdot 100}{M_H}, \quad (\text{А. 1})$$

где  $\delta M_H$  – относительная погрешность измерений массы сырой нефти без учета воды, %;

$\Delta M_H$  – абсолютная погрешность измерений массы сырой нефти без учета воды, кг, вычисляют по формуле

$$\Delta M_H = \sqrt{\left(\frac{\partial M_H}{\partial M_{\text{CH}}}\right)^2 \cdot \left(\frac{\delta M_{\text{CH}} \cdot M_{\text{CH}}}{100}\right)^2 + \left(\frac{\partial M_H}{\partial W_B}\right)^2 \cdot (\Delta W_B)^2 + \left(\frac{\partial M_H}{\partial W_{\text{рг}}}\right)^2 \cdot (\Delta W_{\text{рг}})^2 + \left(\frac{\partial M_H}{\partial W_{\text{сг}}}\right)^2 \cdot (\Delta W_{\text{сг}})^2 + \left(\frac{\partial M_H}{\partial W_{\text{xc}}}\right)^2 \cdot (\Delta W_{\text{xc}})^2 + \left(\frac{\partial M_H}{\partial W_{\text{мп}}}\right)^2 \cdot (\Delta W_{\text{мп}})^2 + \left(\frac{\partial M_H}{\partial M_{\text{кж}}}\right)^2 \cdot (\Delta M_{\text{кж}})^2}, \quad (\text{А. 2})$$

где  $\delta M_{\text{CH}}$  – относительная погрешность измерений массы сырой нефти, %, равна предельной допускаемой относительной погрешности массового расходомера жидкости;

$\Delta W_B$  – абсолютная погрешность определения массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta W_{\text{рг}}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли растворенного газа в сырой нефти, %;

$\Delta W_{\text{сг}}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли свободного газа в сырой нефти, %;

$\Delta W_{\text{xc}}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей в сырой нефти, %;

$\Delta W_{\text{мп}}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей в сырой нефти, %;

$\Delta M_{\text{кж}}$  – абсолютная погрешность определения массы сырой нефти, унесенной свободным нефтяным газом в капельной жидкости, кг.

А1.1 Абсолютную погрешность определения массовой доли воды в сырой нефти,  $\Delta W_B$ , %, при определении влагосодержания с помощью поточного влагомера, определяют по формуле

$$\Delta W_B = \frac{W_B}{100} \sqrt{\left(\frac{\Delta \varphi}{\varphi} \cdot 100\right)^2 + \delta \rho_B^2 + \delta \rho_{\text{с.к}}^2}, \quad (\text{А. 3})$$

где  $\Delta\varphi$  – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды поточным влагомером, %;

$\delta\rho_{\text{в}}$  – относительная погрешность измерений плотности воды, %;

$\delta\rho_{\text{с.к}}$  – относительная погрешность измерений плотности сырой нефти, с корректировкой по газу, %.

При измерении массовой доли воды в сырой нефти в испытательной лаборатории абсолютную погрешность определения массовой доли воды в сырой нефти определяют в соответствии с аттестованной методикой измерений.

A1.2 Абсолютную погрешность определения массовой доли растворенного газа в сырой нефти,  $\Delta W_{\text{РГ}}$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{РГ}} = \frac{W_{\text{РГ}}}{100} \sqrt{\delta\rho_{\text{СГ}}^2 + \delta\rho_{\text{СН}}^2 + \delta V_{\text{РГ}}^2}, \quad (\text{A. 4})$$

где  $\delta\rho_{\text{СГ}}^{\text{СТ}}$  – относительная погрешность измерений плотности СНГ в стандартных условиях, %;

$\delta V_{\text{РГ}}$  – относительная погрешность результата измерений растворенного газа, %, определяют по МИ 2575;

$\delta\rho_{\text{СН}}$  – относительная погрешность измерений, канала плотности массового расходомера жидкости, %.

A1.3 Абсолютную погрешность определения массовой доли свободного газа в сырой нефти,  $\Delta W_{\text{СГ}}$ , %, определяют по формуле

$$\Delta W_{\text{СГ}} = \sqrt{\left(\frac{\partial W_{\text{СГ}}}{\partial \varphi_{\text{СГ}}}\right)^2 \cdot (\Delta\varphi_{\text{СГ}})^2 + \left(\frac{\partial W_{\text{СГ}}}{\partial \rho_{\text{СН}}}\right)^2 \cdot (\Delta\rho_{\text{СН}})^2 + \left(\frac{\partial W_{\text{СГ}}}{\partial \rho_{\text{СГ}}^{\text{СТ}}}\right)^2 \cdot (\Delta\rho_{\text{СГ}}^{\text{СТ}})^2}, \quad (\text{A. 5})$$

где  $\Delta\varphi_{\text{СГ}}$  – абсолютная погрешность измерений объемной доли свободного газа, определяют по МИ 2575, %;

$\Delta\rho_{\text{СН}}$  – абсолютная погрешность измерений, канала плотности массового расходомера жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$\Delta\rho_{\text{СГ}}^{\text{СТ}}$  – абсолютная погрешность измерений плотности СНГ в стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>.

A1.4 Абсолютную погрешность определения массы сырой нефти, унесенной СНГ в капельной жидкости,  $\Delta M_{\text{КЖ}}$ , кг, определяют по формуле

$$\Delta M_{\text{КЖ}} = \frac{\delta M_{\text{КЖ}} \cdot M_{\text{КЖ}}}{100}, \quad (\text{A. 6})$$

где  $\delta M_{\text{КЖ}}$  – относительная погрешность измерений массы сырой нефти, унесенной СНГ в капельной жидкости, %, определяют по формуле

$$\delta M_{\text{КЖ}} = \sqrt{\delta w_{\text{КЖ}}^2 + \delta V^{\text{с.у.}}^2}, \quad (\text{A. 7})$$



где  $\delta w_{\text{жж}}$  – относительная погрешность определения содержания капельной жидкости в единице объема газа, %, определяют по МИ 3270;

$\delta V^{\text{C.У.}}$  – относительная погрешность измерения объема СНГ, приведенного к стандартным условиям, измеренный объемным счетчиком газа или массовым расходомером газа, %.

A1.4.1 При измерений объема СНГ массовым расходомером газа, относительную погрешность определения объема СНГ, приведенного к стандартным условиям,  $\delta V_{\text{M}}^{\text{C.У.}}$ , %, определяют по формуле

$$\delta V_{\text{M}}^{\text{C.У.}} = \sqrt{\delta M_{\text{r}}^2 + \delta \rho_{\text{CT}}^2}, \quad (\text{A. 8})$$

где  $\delta M_{\text{r}}$  – относительная погрешность измерений массы СНГ, %, измеренная массовым расходомером.

A1.4.2 При измерений объема СНГ объемным счетчиком газа, относительную погрешность определения объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям,  $\delta V_{\text{ДРГМ}}^{\text{C.У.}}$ , %, определяют по формуле

$$\delta V_{\text{ДРГМ}}^{\text{C.У.}} = \sqrt{\delta V^2 + \delta \rho_{\text{r}}^2 + \delta \rho^2 + \delta_{\text{B}}^2}, \quad (\text{A. 9})$$

где  $\delta V$  – относительная погрешность измерений объема СНГ в рабочих условиях, %, принимают равной относительной погрешности измерений объема газа при рабочих условиях расходомера;

$\delta \rho$  – относительная погрешность вычисления плотности СНГ в рабочих условиях, %;

$\delta \rho_{\text{r}}$  – относительная погрешность вычисления плотности СНГ при стандартных условиях, %;

$\delta_{\text{B}}$  – относительная погрешность вычислителя, в соответствии со свидетельством о поверке, %.

A1.4.2.1 Относительную погрешность вычисления плотности СНГ в стандартных условиях,  $\delta \rho_{\text{c}}$ , %

– при определении плотности СНГ при стандартных условиях в соответствии с методикой ГСССД МР 113 вычисляют по формуле

$$\delta \rho_{\text{c}} = \sqrt{\delta \rho_{\text{M}}^2 + \sum_k (\theta_{\text{CK}} \delta_{\text{CK}})^2}, \quad (\text{A. 10})$$

где  $\delta \rho_{\text{M}}$  – относительная методическая погрешность вычисления плотности СНГ по



ГСССД МР 113, %. Принимают равной 0,2 % при вычислении плотности сухого СНГ с содержанием метана не менее 70 мол.%, и 0,4 % – при вычислении плотности сухих газовых смесей с содержанием метана менее 70 мол.% и для влажных газовых смесей;

$\theta_{ck}$  – коэффициент влияния  $k$ -го компонента СНГ на плотность СНГ в стандартных условиях;

$\delta_{ck}$  – относительная погрешность измерений  $k$ -го компонента СНГ, %. Принимают в соответствии с таблицей 2 ГОСТ 31371.7 или в соответствии с утвержденной в установленном порядке методикой измерений молярной доли компонентов СНГ.

– при определении плотности СНГ при стандартных условиях в соответствии с ГОСТ 31369 вычисляют по формуле

$$\delta_{\rho_r} = \frac{0,0407\rho_r - 0,0263}{\rho_r} \cdot 100\%, \quad (\text{A. 11})$$

– при двух измерениях плотности СНГ при стандартных условиях по ГОСТ 17310 в соответствии с ГОСТ Р 8.580 вычисляют по формуле

$$\delta_{\rho_r} = \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2} \cdot \rho_r} \cdot 100\%, \quad (\text{A. 12})$$

где  $r$  – сходимости метода. В соответствии с ГОСТ 17310 принимают равной 0,004 кг/м<sup>3</sup>;

$R$  – воспроизводимость метода. В соответствии с ГОСТ 17310 принимают равной 0,005 кг/м<sup>3</sup>.

A1.4.2.2 Относительную погрешность измерений плотности СНГ в рабочих условиях,  $\delta_\rho$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta_\rho = \sqrt{\delta_{\rho_M}^2 + (\theta_p \delta_p)^2 + (\theta_T \delta_T)^2 + \sum_k (\theta'_{ck} \delta_{ck})^2}, \quad (\text{A. 13})$$

где  $\theta_p$  – коэффициент влияния давления СНГ на плотность СНГ;

$\delta_p$  – относительная погрешность измерений давления, %;

$\theta_T$  – коэффициент влияния температуры СНГ на плотность СНГ;

$\delta_T$  – относительная погрешность измерений температуры, %;

$\theta'_{ck}$  – коэффициент влияния  $k$ -го компонента СНГ на плотность СНГ в рабочих условиях;

Коэффициенты влияния  $\theta_p, \theta_T, \theta_{ck}, \theta'_{ck}$  вычисляют по следующей общей формуле

$$\theta_{y_x} = \frac{\Delta Y}{\Delta y_x} \frac{y_x}{Y}, \quad (\text{A. 14})$$

где  $Y$  – значение измеряемой величины, зависящее от параметров  $y_x$ , то есть

$Y = Y(y_1, y_2, \dots, y_x)$ . В качестве измеряемой величины могут выступать давление СНГ, температура СНГ, значение силы тока токового сигнала и т.п.;

$y_x$  – измеряемый параметр (усредненный за отчетный период), от которого зависит измеряемая величина;

$\Delta y_x$  – абсолютная погрешность  $x$ -ого измеряемого параметра;

$\Delta Y$  – изменение измеряемой величины  $Y$  при изменении измеряемого параметра на величину  $\Delta y_x$ .

A1.4.2.3 Относительную погрешность измерений температуры,  $\delta_T$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta_T = \frac{100(T_B - T_H)}{273,15 + t} \sqrt{\sum_l \left( \frac{\Delta y_l}{y_{Bl} - y_{Hl}} \right)^2}, \quad (\text{A. 15})$$

где  $T$  – измеренное значение температуры СНГ, усредненное за отчетный период, °C;

$T_B$  – верхний предел измерений температуры, °C;

$T_H$  – нижний предел измерений температуры, °C;

$\Delta y_l$  – абсолютная погрешность  $l$ -го преобразователя температуры, °C;

$y_{Bl}$  – верхний предел измерений температуры  $l$ -го преобразователя температуры, °C;

$y_{Hl}$  – нижний предел измерений температуры  $l$ -го преобразователя температуры, °C.

A1.4.2.4 Относительную погрешность измерений абсолютного давления,  $\delta_p$ , %, вычисляют по формуле

– при измерении абсолютного давления

$$\delta_p = \sqrt{\sum_l (\delta_{pl})^2}, \quad (\text{A. 16})$$

где  $\delta_{pl}$  – относительная погрешность измерений давления  $l$ -ого компонента датчика абсолютного давления, %.

– при измерении избыточного давления

$$\delta_p = \sqrt{\left( \frac{p_u}{p} \right)^2 \sum_l (\delta_{p_{ul}})^2 + \left( \frac{p_a}{p} \right)^2 \delta_{pa}^2}, \quad (\text{A. 17})$$

где  $p_u$  – избыточное давление, МПа. Измеряют датчиком давления;

$p_a$  – атмосферное давление, МПа. Измеряют барометром;

$p$  – абсолютное давление, МПа. Вычисляют как сумму атмосферного и избыточного давления;

$\delta_{p_{ил}}$  – относительная погрешность измерений избыточного давления I-ого компонента датчика избыточного давления, %;

$\delta_{pa}$  – относительная погрешность измерений атмосферного давления, %.

Принимают равной абсолютной погрешности барометра (не более  $\pm 1$  кПа).

A1.4.2.5 Дополнительные относительные погрешности величин  $y$ , связанные с отклонением температуры окружающей среды от нормальных условий, рассчитывают по формуле

$$\delta_{y_d} = \gamma_{y_d} \cdot \frac{\Delta T_p}{\Delta T} \cdot \frac{Y_B - Y_H}{Y}, \quad (A.18)$$

где  $\gamma_{y_d}$  – приведенная дополнительная погрешность на каждые  $\Delta T$  °С, %;

$\Delta T_p$  – отклонение температуры окружающей среды от нормальных условий, °С;

$\Delta T$  – диапазон температур, для которого нормирована погрешность, °С;

$Y_B$  – верхний предел измерений СИ величины  $y$ ;

$Y_H$  – нижний предел измерений СИ величины  $y$ ;

$Y$  – значение измеряемой величины. В качестве измеряемой величины могут выступать давление СНГ, температура СНГ, значение силы тока токового сигнала и т.п.;

**П р и м е ч а н и е** Если погрешность нормирована на диапазон изменений выходного сигнала, то вместо верхнего и нижнего пределов измерений СИ величины  $y$  и измеренного значения величины  $Y$  следует использовать соответствующие значения выходного сигнала.

A2 Относительную погрешность измерений объема СНГ, приведенного к стандартным условиям, измеренного с применением «АГЗУ-120М-4,0»,  $\delta V_{АГЗУ}^{C.Y.}$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta V_{АГЗУ}^{C.Y.} = \frac{\Delta V_{АГЗУ}^{C.Y.}}{V_{АГЗУ}^{C.Y.}} \cdot 100, \quad (A.19)$$

где  $\Delta V_{АГЗУ}^{C.Y.}$  – абсолютная погрешность определения объема СНГ, приведенного к стандартным условиям, измеренного с применением «АГЗУ-120М-4,0», м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле

$$\begin{aligned} \Delta V_{АГЗУ}^{C.Y.} = & \sqrt{\left(\frac{\partial V_{АГЗУ}^{C.Y.}}{\partial V^{C.Y.}}\right)^2 \cdot \left(\frac{\delta V^{C.Y.} \cdot V^{C.Y.}}{100}\right)^2 + \left(\frac{\partial V_{АГЗУ}^{C.Y.}}{\partial \rho_{CT}^{CT}}\right)^2 \cdot (\Delta \rho_{CT}^{CT})^2 +} \\ & \sqrt{+ \left(\frac{\partial V_{АГЗУ}^{C.Y.}}{\partial w_{КЖ}}\right)^2 \cdot \left(\frac{\delta w_{КЖ} \cdot w_{КЖ}}{100}\right)^2 + \left(\frac{\partial V_{АГЗУ}^{C.Y.}}{\partial \rho_{CH}}\right)^2 \cdot (\Delta \rho_{CH})^2} \\ & \sqrt{+ \left(\frac{\partial V_{АГЗУ}^{C.Y.}}{\partial M_{PG}}\right)^2 \cdot (\Delta M_{PG})^2 + \left(\frac{\partial V_{АГЗУ}^{C.Y.}}{\partial M_{CG}}\right)^2 \cdot (\Delta M_{CG})^2}, \end{aligned} \quad (A.20)$$



где  $\delta w_{\text{жж}}$  – относительная погрешность определения содержания капельной жидкости в единице объема газа, мг/м<sup>3</sup>, определяют по МИ 3270;

$\Delta M_{\text{рГ}}$  – абсолютная погрешность определения массы растворенного газа, кг;

$\Delta M_{\text{сГ}}$  – абсолютная погрешность определения массы свободного нефтяного газа, кг.

A2.1 Абсолютную погрешность определения массы растворенного газа,  $\Delta M_{\text{рГ}}$ , кг, определяют по формуле

$$\Delta M_{\text{рГ}} = \sqrt{\left(\frac{\partial M_{\text{рГ}}}{\partial M_{\text{сн}}}\right)^2 \cdot \left(\frac{\delta M_{\text{сн}} \cdot M_{\text{сн}}}{100}\right)^2 + \left(\frac{\partial M_{\text{рГ}}}{\partial W_{\text{рГ}}}\right)^2 \cdot \Delta W_{\text{рГ}}^2}, \quad (\text{A. 21})$$

A2.2 Абсолютную погрешность определения массы СНГ,  $\Delta M_{\text{сГ}}$ , кг, определяют по формуле

$$\Delta M_{\text{сГ}} = \sqrt{\left(\frac{\partial M_{\text{сГ}}}{\partial M_{\text{сн}}}\right)^2 \cdot \left(\frac{\delta M_{\text{сн}} \cdot M_{\text{сн}}}{100}\right)^2 + \left(\frac{\partial M_{\text{сГ}}}{\partial W_{\text{сГ}}}\right)^2 \cdot (\Delta W_{\text{сГ}})^2}, \quad (\text{A. 22})$$

**Приложение А (Введено дополнительно, Изм. N 3).**

## Приложение Б (справочное)

### Вспомогательные формулы

Б.1 Вспомогательные формулы.

Б.1.1 Значение силы тока  $I$ , мА, (выходной сигнал 4-20 мА), соответствующее измеренному значению  $Y$  измеряемой величины  $y$ , вычисляют по формуле

$$I = I_H + \frac{I_B - I_H}{Y_B - Y_H} \cdot (Y - Y_H), \quad (\text{Б. 1})$$

где  $I_H$  – минимальное (нижнее) значение выходного сигнала, мА, соответствующее измеренному значению  $Y_H$  измеряемой величины  $y$ . Принимают равным 4 мА;

$I_B$  – максимальное (верхнее) значение выходного сигнала, мА, соответствующее измеренному значению  $Y_B$  измеряемой величины  $y$ . Принимают равным 20 мА.

Б.1.2 Связи между абсолютной, относительной и приведенной погрешностями измерений

$$\delta_y = \frac{\Delta_y}{Y} \cdot 100\%, \quad (\text{Б. 2})$$

где  $\delta_y$  – относительная погрешность измерений величины  $y$ ;

$\Delta_y$  – абсолютная погрешность измерений величины  $y$

$$\gamma_y = \frac{\Delta_y}{Y_B - Y_H} \cdot 100\%, \quad (\text{Б. 3})$$

где  $\gamma_y$  – приведенная погрешность измерений величины  $y$ .

**Приложение Б (Введено дополнительно, Изм. N 3).**