ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**ГОСТ Р 8.1006— 2022**

# Государственная система обеспечения единства измерений

# МАССА НЕФТИ В СОСТАВЕ НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ

## Методика измерений прямым методом динамических измерений с применением сепарационных измерительных установок

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2022

gost.e-ecolog.ru

## Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Всероссийским научно-исследовательским институтом расходометрии — филиалом Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева» (ВНИИР — филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева») и Публичным акционерным обществом «Газпром нефть» (ПАО «Газпром нефть»)

2 ВНЕСЕН Управлением метрологии Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 мая 2022 г. № 350-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «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

© Оформление. ФГБУ «РСТ», 2022

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 . . . . . 2
4 Сокращения . . . . . 4
5 Требования к показателям точности измерений . . . . . 4
6 Требования к средствам измерений и вспомогательным устройствам . . . . . 4
7 Метод измерений . . . . . 5
8 Требования безопасности и охраны окружающей среды . . . . . 6
9 Требования к квалификации операторов . . . . . 7
10 Условия измерений . . . . . 7
11 Подготовка к выполнению измерений, в том числе требования к отбору проб . . . . . 7
12 Порядок выполнения измерений . . . . . 9
13 Обработка результатов измерений . . . . . 10
14 Определение погрешности результатов измерений . . . . . 11
15 Контроль погрешности результатов измерений . . . . . 12
Приложение А (справочное) Схематичное изображение баллона постоянного давления и его подключения к трубопроводу . . . . . 13
Приложение Б (рекомендуемое) Оценка суммарной массовой доли свободного и растворенного газа в газонасыщенной нефти . . . . . 14
Приложение В (обязательное) Порядок определения плотности разгазированной нефти, обезвоженной нефти, воды . . . . . 15
Библиография . . . . . 19

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**Государственная система обеспечения единства измерений**

# МАССА НЕФТИ В СОСТАВЕ НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ

## Методика измерений прямым методом динамических измерений с применением сепарационных измерительных установок

State system for ensuring the uniformity of measurements. Mass of oil in the oil-gas-water mixture. Method of measurements by the direct method of dynamic measurements using separation measuring units

**Дата введения — 2022—07—01**

## 1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает методику (метод) измерений массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси прямым методом динамических измерений с применением измерительных установок.

Настоящий стандарт может быть применен при разработке методик измерений массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси прямым методом динамических измерений с применением сепарационных измерительных установок для индивидуальных условий применения.

## 2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 8.636 Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти. Требования к методикам измерений ареометром при учетных операциях

ГОСТ 12.0.004 Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения

ГОСТ 12.1.003 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.005 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.1.007 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.010 Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.019 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

ГОСТ 12.2.007.0 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности технологических процессов. Общие требования. Методы контроля

ГОСТ 12.4.137 Обувь специальная с верхом из кожи для защиты от нефти, нефтепродуктов, кислот, щелочей, нетоксичной и взрывоопасной пыли. Технические условия

ГОСТ 12.4.252 Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты рук. Перчатки. Общие технические требования. Методы испытаний

ГОСТ 12.4.280 Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий. Общие технические требования

ГОСТ 2477 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды

ГОСТ 2517 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб

ГОСТ 3900 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности

ГОСТ 25861 Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования электрической и механической безопасности и методы испытаний

**Издание официальное**

ГОСТ 31370 (ИСО 10715:1997) Газ природный. Руководство по отбору проб

ГОСТ 31371.7 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика выполнения измерений молярной доли компонентов

ГОСТ Р 8.880 Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть сырая. Отбор проб из трубопровода

ГОСТ Р 8.1007 Государственная система обеспечения единства измерений. Объемная и массовая доля воды в нефтегазоводяной смеси. Комбинированный метод измерений

ГОСТ Р 12.3.047 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность

ГОСТ Р 50571.5.54 (МЭК 60364-5-54:2011) Электроустановки низковольтные. Часть 5-54. Выбор и монтаж электрооборудования. Заземляющие устройства, защитные проводники и защитные проводники уравнивания потенциалов

ГОСТ Р 52931 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия

ГОСТ Р 55609 Отбор проб газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и широкой фракции легких углеводородов. Общие требования

ГОСТ Р 57975.1 Газ нефтяной попутный. Определение состава методом газовой хроматографии. Часть 1. Определение содержания углеводородов $C_1$—$C_{8+}$ и неорганических газов с использованием пламенно-ионизационного детектора и детектора по теплопроводности

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 стандарт, 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], а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **время измерений:** Время соответствующего количества полных циклов измерений.

3.2

**динамический режим** (использования средства измерений): Режим использования средства измерений, связанный с изменениями условий (факторов) за время проведения измерительного эксперимента, которые влияют на результат измерения (оценку измеряемой величины), в том числе изменение измеряемой величины за время измерения.

[[1], пункт 4.15]

3.3

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

[[1], пункт 4.16]

3.4 **измерительная установка:** Совокупность функционально объединенных средств измерений и вспомогательных устройств, размещенная в одной пространственно обособленной зоне и предназначенная для:

- прямых или косвенных измерений массы нефти;
- косвенных измерений массы нетто нефти;
- косвенных измерений количества свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.

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

3.5 **нефтегазоводяная смесь:** Смесь, извлеченная из недр, содержащая углеводороды широкого физико-химического состава, попутный нефтяной газ, воду, минеральные соли, механические примеси и другие химические соединения.

3.6

**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).

[ГОСТ Р 8.910—2016, пункт 3.11]

3.7 **обводненная газонасыщенная нефть (газонасыщенная нефть):** Нефть с массовой долей растворенного попутного нефтяного газа более 0,5 % или содержанием растворенного газа, приведенным к стандартным условиям, в единице объема нефти в условиях измерений более 5 $м^3/м^3$.

3.8 **обводненная разгазированная нефть (разгазированная нефть):** Нефть с массовой долей растворенного газа менее 0,5 % или содержанием растворенного газа, приведенным к стандартным условиям, в единице объема нефти в условиях измерений менее 5 $м^3/м^3$, а также с объемной долей воды, находящейся в свободном состоянии, более 1,0 %.

Примечание — Объемную долю воды, находящуюся в свободном состоянии, определяют путем проведения операций по разделению нефти и воды методом отстоя.

3.9 **безводная нефть (обезвоженная нефть):** Разгазированная нефть с объемной долей воды, находящейся как в свободном, так и взвешенном состоянии, менее 1,0 %.

Примечания

1 Объемную долю воды, находящуюся в свободном состоянии, определяют путем проведения операций по разделению нефти и воды методом отстоя.

2 Объемную долю воды, находящуюся во взвешенном состоянии, определяют путем измерений объемной доли воды дистилляционными методами или методами титрования.

3.10

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

[ГОСТ Р 8.910—2016, пункт 3.14]

3.11

**прямое измерение:** Измерение, при котором искомое значение величины получают непосредственно от средства измерений.

[[1], пункт 4.19]

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

3.13 **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 в условиях измерений.

3.14

**стандартные условия:** Условия, соответствующие температуре 20 °С и абсолютному давлению, равному 0,101325 МПа.

[ГОСТ Р 8.733—2011, пункт 3.16]

3.15 **цикл измерений:** Время от начала налива сепаратора до следующего начала налива сепаратора после окончания слива жидкости из сепаратора.

## 4 Сокращения

В настоящем стандарте использованы следующие сокращения:
ИЛ — измерительная линия;
ИУ — измерительная установка;
МИ — методика измерений;
ПДК — предельно допустимая концентрация;
СИ — средства измерений;
СОИ — система сбора и обработки информации.

## 5 Требования к показателям точности измерений

5.1 Максимальная допускаемая относительная погрешность измерений:

а) массы разгазированной нефти в составе нефтегазоводяной смеси при вязкости нефти в пластовых условиях:

- до 200 мПа · с — ±2,5 %;
- 200 мПа · с и более — ±10,0 %;

б) массы обезвоженной нефти при содержании воды в разгазированной нефти (в объемных долях):

- до 70 % — ±6 %;
- от 70 % до 95 % — ±17 %;
- свыше 95 % — пределы допускаемой относительной погрешности устанавливают в МИ, утвержденных и аттестованных в установленном порядке.

## 6 Требования к средствам измерений и вспомогательным устройствам

6.1 Для измерений количества нефти применяют СИ, имеющие свидетельство (сертификат) об утверждении типа. Сведения о данных СИ внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в установленном порядке [2].

6.2 СИ подлежат государственному метрологическому контролю, осуществляемому в виде периодических поверок в установленном порядке [3].

6.3 Состав средств измерений, обработки, вспомогательных и дополнительных устройств определяется применяемой ИУ, требуемым уровнем точности измерений и необходимой степенью автоматизации.

6.4 При выполнении измерений используют следующие СИ:

6.4.1 СИ массового расхода жидкости с пределами допускаемой относительной погрешности ±1,5 %.

6.4.2 СИ абсолютного и/или избыточного давления с пределами допускаемой приведенной погрешности ±0,5 %.

6.4.3 СИ температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности ±0,5 °С.

6.4.4 СИ объемного содержания воды с пределами допускаемой абсолютной погрешности ±1,5 %.

6.4.5 Диапазоны измерений СИ должны соответствовать диапазонам изменений контролируемых параметров.

6.4.6 Метрологические характеристики СИ уточняют на этапе метрологической экспертизы проектной документации для выполнения требований к показателям точности, установленных в разделе 5.

6.5 При выполнении измерений применяют следующее вспомогательное оборудование.

6.5.1 Устройство для отбора проб согласно ГОСТ 2517 или ГОСТ Р 8.880. Применяют для отбора представительных проб нефти газонасыщенной обводненной. При давлении насыщенных паров более 101,325 кПа применяют герметичные пробоотборники.

6.5.2 Регулятор расхода жидкости применяют для обеспечения работы СИ массового расхода нефти в номинальном режиме.

6.6 При выполнении измерений применяют СОИ.

6.6.1 СОИ осуществляет сбор и обработку измерительной информации, расчет времени измерений, массового расхода и массы нефти. Подтверждение соответствия программного обеспечения СОИ обеспечивается испытаниями в целях утверждения типа СИ, входящих в состав СОИ, или добровольной сертификацией.

6.6.2 СОИ ИУ должна обеспечивать регистрацию следующих результатов измерений по каждой скважине за период не менее одного месяца:

- массы газонасыщенной и обезвоженной нефти по каждой скважине;

- температуры и давления при условиях измерений массы;
- плотности разгазированной и обезвоженной нефти при стандартных условиях и условиях, соответствующих температуре 15 °С и давлению 0,101325 МПа;
- плотности воды при стандартных условиях и условиях, соответствующих температуре 15 °С и давлению 0,101325 МПа;
- объемной доли воды в условиях измерений массы.

6.6.3 СОИ ИУ должна обеспечивать регистрацию отработанного каждой скважиной времени.

6.6.4 Результаты измерений хранят в энергонезависимой памяти.

6.7 Для уменьшения дополнительной погрешности измерений СИ расхода, давления, перепада давления, температуры рекомендуется размещать в термочехлах, термошкафах с поддержанием температуры окружающей среды в пределах от + 5 °С до + 35 °С. При размещении СИ в технологическом блоке должны быть установлены электрические обогреватели с аналоговым выходным сигналом для контроля и регулирования температуры.

## 7 Метод измерений

### 7.1 Принцип метода измерений

7.1.1 Массу нефти в составе нефтегазоводяной смеси определяют с помощью ИУ, которая в общем случае включает в себя:
- сепаратор;
- распределительный модуль;
- ИЛ жидкости;
- ИЛ газа;
- СОИ.

В состав ИЛ жидкости в общем случае входят:
- СИ массового расхода жидкости;
- СИ объемного содержания воды;
- СИ избыточного давления;
- СИ температуры;
- регулятор расхода жидкости;
- устройство для отбора проб жидкости.

В состав ИЛ газа в общем случае входят:
- СИ объемного или массового расхода газа;
- СИ давления;
- СИ температуры;
- регулятор расхода газа;
- устройство для отбора проб газа.

Примечание — Измерения объема свободного нефтяного газа после разделения нефтегазоводяной смеси в данном документе не регламентируются.

7.1.2 Принцип действия ИУ основан на измерениях массового расхода и массы нефти газонасыщенной обводненной прямым методом динамических измерений.

7.1.3 Подключение скважины на измерение осуществляют с помощью распределительного модуля ИУ. В качестве распределительного модуля может использоваться переключатель скважин многоходовый, приводимый в действие гидравлическим (пневматическим, ручным) приводом.

7.1.4 В сепараторе происходит разделение нефтегазоводяной смеси на свободный попутный нефтяной газ и нефть газонасыщенную обводненную.

Нефть сливается из сепаратора периодически через СИ массового расхода жидкости после достижения уровнем жидкости предельных значений.

### 7.2 Описание метода измерений

Измерения количества извлекаемой из недр нефти выполняют по отдельным скважинам по МИ, утвержденным и аттестованным в установленном порядке [4].

7.2.1 Массу газонасыщенной обводненной нефти измеряют прямым методом динамических измерений с применением СИ массового расхода жидкости.

7.2.2 Массу разгазированной нефти вычисляют по результатам измерений массы газонасыщенной нефти и массовых долей свободного и растворенного газа. При суммарной массовой доле свободного и растворенного газа менее 0,5 % включительно массу разгазированной нефти принимают равной массе газонасыщенной нефти.

7.2.2.1 Массовую долю свободного газа вычисляют по измеренному значению объемной доли и плотности свободного газа в рабочих условиях.

7.2.2.2 Объемную долю свободного газа измеряют в соответствии с методиками измерений, аттестованными в установленном порядке.

7.2.2.3 Плотность свободного газа в рабочих условиях вычисляют по компонентному составу свободного газа по [5] или [6].

7.2.2.4 Компонентный состав свободного газа определяют в соответствии с ГОСТ 31371.7, ГОСТ Р 57975.1 или другой методикой измерений, аттестованной в установленном порядке по пробе свободного газа, отобранной в соответствии с ГОСТ 31370.

7.2.2.5 Массовую долю растворенного газа вычисляют по измеренному значению содержания растворенного газа, приведенного к стандартным условиям, и плотности растворенного газа при стандартных условиях.

7.2.2.6 Содержание растворенного газа, приведенное к стандартным условиям, измеряют в соответствии с МИ, аттестованными в установленном порядке.

7.2.2.7 Плотность растворенного газа при стандартных условиях вычисляют по компонентному составу растворенного газа по [5] или [6].

7.2.2.8 Компонентный состав растворенного газа определяют в соответствии с ГОСТ 31371.7, ГОСТ Р 57975.1 или другой МИ, аттестованной в установленном порядке по пробе растворенного газа, отобранной в соответствии с ГОСТ 31370.

7.2.3 Массу обезвоженной нефти вычисляют по результатам измерений массы разгазированной нефти и массовой доли воды.

7.2.3.1 Массовую долю воды измеряют в лаборатории комбинированным методом или вычисляют по объемной доле воды.

7.2.3.2 Объемную долю воды измеряют при помощи СИ влагосодержания или в лаборатории. При измерениях в лаборатории объемную долю воды приводят к условиям измерений массы.

Допустимо для определения объемной и массовой доли растворенного газа применять уравнения состояния или эмпирические корреляции с экспериментально установленными показателями точности.

## 8 Требования безопасности и охраны окружающей среды

8.1 ИУ должна соответствовать требованиям [7] и [8].

8.2 Электрооборудование и вторичную аппаратуру заземляют в соответствии с требованиями ГОСТ Р 50571.5.54.

8.3 Обеспечение электробезопасности обслуживающего персонала должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.019.

8.4 ИУ в целях защиты от поражения электрическим током должна соответствовать требованиям, предъявляемым к изделиям 1 класса защиты по ГОСТ 12.2.007.0.

8.5 Требования пожаровзрывобезопасности должны соответствовать ГОСТ 12.1.010.

8.6 Требования безопасности к составным частям СОИ ИУ в отношении изоляции должны соответствовать ГОСТ Р 52931 и ГОСТ 25861.

8.7 Требования безопасности к монтируемым комплектным устройствам должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.0.

8.8 В целях исключения загрязнения окружающей среды вредными и взрывоопасными веществами ИУ должны соответствовать ГОСТ 12.1.005 и ГОСТ 12.1.007.

8.9 Требования к шумоизоляции должны соответствовать ГОСТ 12.1.003.

8.10 ИУ содержат в чистоте, оборудуют первичными средствами пожаротушения в соответствии с ГОСТ Р 12.3.047.

8.11 Не допускают выбросов и выделений нефти и газа в окружающую среду. В области охраны окружающей среды руководствуются требованиями [9] и другими действующими на территории Российской Федерации законодательными актами.

8.12 Оборудование ИУ должно обеспечивать безопасность персонала, не допускать повышения концентрации вредных веществ до уровня ПДК по ГОСТ 12.1.005, не допускать образования взрывоопасных смесей.

8.13 Лица, привлекаемые к выполнению измерений, должны:

- соблюдать правила промышленной и пожарной безопасности, установленные законодательством Российской Федерации;
- пройти обучение и стажировку по основной специальности, получить допуск к самостоятельной работе и пройти проверку знаний требований охраны труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004;
- выполнять измерения в специальной одежде и обуви, отвечающих требованиям, установленным в соответствии с ГОСТ 12.4.280 и ГОСТ 12.4.137. Для защиты рук применять перчатки по ГОСТ 12.4.252;
- периодически контролировать содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны, которое не должно превышать предельно допускаемых концентраций, установленных в ГОСТ 12.1.005.

8.14 Не допускают разлив нефти во время отбора проб. Разлитую нефть тщательно собирают в отдельную тару, место разлива протирают сухой тряпкой.

8.15 При отборе проб нефти и газа, проведении испытаний и обращении с нефтью в процессе транспортных и производимых операций применяют средства индивидуальной защиты.

## 9 Требования к квалификации операторов

9.1 К выполнению измерений и обработке их результатов допускают лиц, достигших 18 лет, сдавших экзамен по охране труда и промышленной безопасности, изучивших методику измерений и эксплуатационные документы на используемые СИ и вспомогательные устройства ИУ.

9.2 Оператор, выполняющий измерения, должен знать технологическую схему ИУ, назначение всех СИ и устройств, задвижек и вентилей и уметь быстро и безошибочно выполнять необходимые переключения при подготовке, проведении и завершении измерений.

## 10 Условия измерений

При выполнении измерений соблюдают следующие условия:

10.1 Режим работы скважины должен оставаться постоянным в пределах времени измерений.

10.2 Расход измеряемой среды должен находиться в пределах рабочего диапазона расхода применяемого СИ массового расхода жидкости в составе ИУ.

10.3 Параметры измеряемой и окружающей среды должны соответствовать требованиям, приведенным в эксплуатационных документах на ИУ.

10.4 Напряженность постоянных и переменных электромагнитных полей, а также уровень индустриальных радиопомех не должны превышать пределов, установленных изготовителем применяемых СИ, средств обработки результатов измерений и вспомогательных устройств. Если в эксплуатационных документах изготовителя данные пределы не указаны, то напряженность электромагнитных полей не должна превышать предельно допускаемых уровней, установленных к условиям труда обслуживающего персонала. Периодичность контроля напряженности постоянных и переменных электромагнитных полей, уровня индустриальных радиопомех устанавливает эксплуатирующая организация самостоятельно.

10.5 Характеристики электроснабжения СИ, СОИ и вспомогательных устройств должны соответствовать требованиям их эксплуатационных документов.

10.6 СИ следует размещать вдали от источников вибрации и/или применять меры по ее минимизации. При наличии соответствующих требований изготовителя СИ уровни вибрации в местах размещения СИ не должны превышать установленных изготовителем пределов. Периодичность контроля уровня вибраций устанавливает эксплуатирующая организация самостоятельно.

10.7 Измерения проводят при температуре окружающего воздуха в технологическом блоке ИУ не ниже 5 °С.

10.8 Загазованность в технологическом блоке ИУ не должна превышать предельно допускаемых концентраций, установленных ГОСТ 12.1.005.

## 11 Подготовка к выполнению измерений, в том числе требования к отбору проб

### 11.1 Подготовка к выполнению измерений

11.1.1 Перед началом измерений проверяют:

- исправность технологического оборудования ИУ;
- исправность применяемых СИ;

- исправность вспомогательного оборудования;
- отсутствие утечек нефти и газа, герметичность фланцевых соединений;
- отсутствие вибраций и посторонних шумов;
- целостность пломб и клейм, установленных на СИ;
- наличие действующих свидетельств о поверке на применяемые СИ и ИУ в целом;
- соответствие используемых констант значениям, указанным в свидетельствах о поверке СИ;
- введенные значения условно-постоянных величин (объемной доли воды, плотности обезвоженной нефти и др.) на соответствие измеренным значениям из соответствующих протоколов измерений;
- установленные значения пределов контролируемых параметров;
- целостность заземляющих проводников электрооборудования и вторичной аппаратуры;
- наличие кабельных бирок на СИ и запорно-регулирующей арматуре.

11.1.2 Проводят подготовку к работе технологического оборудования ИУ согласно руководству по эксплуатации ИУ.

11.1.3 Подключают требуемую скважину при помощи распределительного модуля на измерение и производят регулирование и настройку ИУ на предполагаемый режим работы в соответствии с руководством по эксплуатации ИУ.

Подключенную на измерение дебита скважину выдерживают в течение времени коррекции при работе через сепаратор без измерений. Время коррекции принимают не менее 30 минут.

11.1.4 Для обеспечения достоверных измерений при смене подключенной скважины осуществляют несколько циклов налива-слива сепаратора для полной замены продукции скважины в сепараторе ИУ. Количество циклов налива-слива зависит от ожидаемого дебита скважины. При ожидаемом дебете скважины менее 20 $м^3$/сут проводят не менее трех циклов налива-слива (полных циклов измерений). При ожидаемом дебите скважины 20 $м^3$/сут и более проводят не менее пяти циклов налива-слива (полных циклов измерений).

### 11.2 Требования к отбору проб

#### 11.2.1 Отбор проб разгазированной нефти

Объединенную пробу разгазированной нефти отбирают с целью определения объемной или массовой доли отделенной воды, плотности воды, плотности обезвоженной нефти.

11.2.1.1 Объединенную пробу разгазированной нефти отбирают из ИЛ жидкости автоматически в соответствии с ГОСТ 2517, ГОСТ Р 8.880 во время слива нефти из сепаратора.

11.2.1.2 При ручном отборе проб отбирают не менее пяти точечных проб, равно распределенных по времени во время слива сепаратора. Объединенную пробу составляют смешением одинаковых по объему точечных проб.

11.2.1.3 Перед извлечением пробы на анализ тщательно перемешивают пробу разгазированной нефти.

#### 11.2.2 Отбор проб газонасыщенной нефти

Объединенную пробу газонасыщенной нефти отбирают с целью определения объемной или массовой доли отделенной воды, плотности воды, плотности обезвоженной нефти, массовых долей свободного и растворенного газа.

11.2.2.1 Объединенную пробу газонасыщенной нефти отбирают из ИЛ жидкости автоматически в соответствии с ГОСТ 2517, ГОСТ Р 8.880 во время слива нефти из сепаратора в герметичный пробоотборник с выравненным давлением в соответствии с ГОСТ 2517 или пробоотборник по ГОСТ Р 8.880.

11.2.2.2 При ручном отборе проб газонасыщенной нефти выполняют требования и рекомендации ГОСТ Р 55609.

11.2.2.3 При ручном отборе проб газонасыщенной нефти применяют баллон постоянного давления поршневого типа по ГОСТ Р 55609. Схематичное изображение баллона постоянного давления поршневого типа и его подключения к трубопроводу приведено в приложении А.

11.2.2.4 При ручном отборе проб газонасыщенной нефти выполняют следующие действия:

- продувают пробоотборную линию отбираемым продуктом для слива отстоявшейся воды и промывки линии до появления ровной струи газонасыщенной нефти;
- подключают баллон постоянного давления поршневого типа по ГОСТ Р 55609 к пробоотборному устройству по ГОСТ 2517 или ГОСТ Р 8.880;
- заполняют камеру с инертным газом баллона постоянного давления поршневого типа до давления на 0,5 МПа выше давления в ИЛ;

- во время слива газонасыщенной нефти из сепаратора отбирают в баллон постоянного давления поршневого типа не менее пяти точечных проб; проб газонасыщенной нефти, равно распределенных по времени и одинакового объема;

- для отбора точечной пробы открывают запорную арматуру на пробоотборном устройстве, открывают впускной вентиль баллона, плавно опускают давление в камере с инертным газом. Когда давление инертного газа станет сравнимым с давлением в ИЛ, проба начет поступать в баллон и выталкивать поршень. Заполнение баллона контролируют по указателю положения поршня. За один отбор точечной пробы отбирают не более 15 % объема пробоотборника. Когда отобран необходимый объем точечной пробы (не более 15 %), запорную арматуру на пробоотборном устройстве закрывают и ожидают следующего отбора точечной пробы. В необходимый момент операции повторяют. Не допускают заполнения баллона объединенной пробой более чем на 80 % его вместимости;

- после отбора объединенной пробы закрывают входной вентиль баллона, запорную арматуру на пробоотборном устройстве, отсоединяют баллон.

11.2.2.5 Перед извлечением пробы на анализ тщательно перемешивают пробу газонасыщенной нефти с помощью лопастного перемешивающего устройства.

**11.2.3 Отбор проб растворенного газа**

Пробу растворенного газа отбирают в целях определения компонентного состава растворенного газа для вычисления массовой доли растворенного газа.

11.2.3.1 Пробу газа для определения компонентного состава растворенного газа отбирают из герметичного пробоотборника с пробой газонасыщенной нефти, отобранной в соответствии с 11.2.2.

11.2.3.2 Перед отбором пробы газа следует перевести растворенный газ из газонасыщенной нефти в свободное состояние путем увеличения объема пробоотборника при постоянной температуре и снижения давления пробы до атмосферного.

11.2.3.3 Увеличение объема пробоотборника осуществляют путем плавного уменьшения абсолютного давления инертного газа в камере инертного газа баллона с пробой газонасыщенной нефти до 0,101325 МПа. При этом попутный газ начинает переходить из растворенного в свободное состояние. В верхней части баллона с пробой газонасыщенной нефти образуется газовая подушка.

11.3 Если после снижения абсолютного давления инертного газа до 0,101325 МПа избыточное давление газонасыщенной нефти в камере с пробой газонасыщенной нефти остается выше 0,05 МПа, то необходимо подключение дополнительного пустого баллона поршневого типа по ГОСТ Р 55609 или пробоотборника с подвижным поршнем по ГОСТ 31370.

11.3.1 При подключении дополнительного пустого баллона поршневого типа или проботборника с подвижным поршнем заполняют камеры с инертным газом до давления на 0,5 МПа выше давления в баллоне с пробой газонасыщенной нефти.

11.3.2 Подключают входной вентиль баллона с пробой газонасыщенной нефти к входному вентилю пустого баллона поршневого типа или пробоотборника с подвижным поршнем. При использовании дополнительной пробоотборной линии для соединений баллонов ее длина и внутренний объем должны быть минимальны.

11.3.3 Открывают входные вентили на баллонах. Путем уменьшения давления инертного газа в подключенном баллоне или пробоотборнике увеличивают суммарный объем пробы. При этом попутный газ начинает переходить из растворенного в свободное состояние. Давление в камере инертного газа подключенного баллона или пробоотборника понижают до 0,101325 МПа.

11.3.4 Перекрывают входные вентили баллона с пробой газонасыщенной нефти и подключенного баллона или пробоотборника.

11.4 В верхней части баллона с пробой разгазированной нефти собирается газ в свободном состоянии, который перемещают в пробоотборник газа или непосредственно на анализ путем перемещения поршня.

## 12 Порядок выполнения измерений

12.1 Измерения массы газонасыщенной нефти, массы обезвоженной нефти выполняют в автоматизированном режиме по каждой скважине поочередно.

12.2 После подготовки к выполнению измерений проводят не менее трех полных циклов измерений.

12.3 Отбор проб разгазированной или газонасыщенной нефти выполняют в соответствии с 11.2.1 и 11.2.2.

12.4 Отбор проб растворенного газа выполняют в соответствии с 11.2.3.

12.5 В целях определения массы обезвоженной нефти, добытой из скважины в отчетный период, измерение массы обезвоженнй нефти и определение содержания воды в разгазированной нефти с учетом времени работы скважины производится не реже 1 раза в месяц, если иное не установлено законодательством Российской Федерации о налогах и сборах.

## 13 Обработка результатов измерений

13.1 Обработку результатов измерений выполняют автоматически с применением СОИ или вручную.

13.2 Массу газонасыщенной нефти $M_{Н}^{гнас}$, т, измеряют прямым методом динамических измерений при помощи СИ массового расхода.

13.3 Массу разгазированной обводненной нефти $M_{Н}^{разг}$, т, вычисляют по формуле

$$M_{Н}^{разг} = M_{Н}^{гнас} \cdot \left(1 - \frac{W_{СГ} + W_{РГ}}{100}\right), \quad (1)$$

где $W_{СГ}$ — массовая доля свободного газа в газонасыщенной нефти, %;

$W_{РГ}$ — массовая доля растворенного газа в газонасыщенной нефти, %.

Примечания

1 Массовые доли свободного и растворенного газа допустимо принимать равными 0 в случае, если их суммарная массовая доля не превышает 0,5 %.

2 Измерения массовых долей свободного и растворенного газа проводят при пуске в эксплуатацию ИУ для каждой скважины. Рекомендуется проводить измерения массовых долей свободного и растворенного газа при смене режима работы скважины.

3 Оценку суммарной массовой доли свободного и растворенного газа допустимо проводить в соответствии с приложением Б.

13.3.1 Массовую долю свободного газа в газонасыщенной нефти $W_{СГ}$, %, вычисляют по формуле

$$W_{СГ} = \left(\frac{\varphi_{СГ} \cdot \rho_{СГ}}{\rho_{Н}^{гнас}}\right), \quad (2)$$

где $\varphi_{СГ}$ — объемная доля свободного газа в газонасыщенной нефти, %, измеряемая в соответствии с методикой измерений, аттестованной в установленном порядке;

$\rho_{СГ}$ — плотность свободного нефтяного газа при условиях измерений массы, кг/м$^3$, рассчитывают по компонентному составу газа в соответствии с [5] или [6]. Компонентный состав газа измеряют в соответствии с ГОСТ 31371.7 или ГОСТ Р 57975.1. Пробу свободного газа отбирают из ИЛ газа в соответствии с ГОСТ 31370;

$\rho_{Н}^{гнас}$ — плотность газонасыщенной обводненной нефти при условиях измерений массы, кг/м$^3$, измеряемая по каналу измерений плотности СИ массового расхода.

13.3.2 Массовую долю растворенного газа в газонасыщенной нефти $W_{РГ}$, %, вычисляют по формуле

$$W_{РГ} = \left(\frac{V_{РГ} \cdot \rho_{РГс}}{\rho_{Н}^{гнас}} \cdot 100\right), \quad (3)$$

где $V_{РГ}$ — содержание растворенного газа, приведенное к стандартным условиям, в единице объема газонасыщенной нефти в условиях измерений, м$^3$/м$^3$, измеряемое в соответствии с методикой измерений, аттестованной в установленном порядке. Допускается для определения содержания растворенного газа, приведенного к стандартным условиям, в единице объема газонасыщенной нефти в условиях измерений $V_{РГ}$, м$^3$/м$^3$, применять уравнения состояния или эмпирические корреляции с экспериментально установленными показателями точности;

$\rho_{РГс}$ — плотность растворенного газа при стандартных условиях, кг/м$^3$. Рассчитывают по компонентному составу газа в соответствии с [5] или [6]. Компонентный состав газа измеряют в соответствии с ГОСТ 31371.7 или ГОСТ Р 57975.1. Пробу растворенного газа отбирают в соответствии с 11.2.3.

13.3.3 Допускается для определения массовой доли растворенного газа $W_{РГ}$, %, применять уравнения состояния или эмпирические корреляции с экспериментально установленными показателями точности.

13.3.4 Температуру разгазированной нефти в условиях измерений массы $t_M$, °С, принимают равной температуре газонасыщенной нефти и вычисляют по формуле

$$t_M = \frac{t_M^{\text{Н}} + t_M^{\text{К}}}{2}, \tag{4}$$

где $t_M^{\text{Н}}$ — температура газонасыщенной нефти в начале измерений массы, °С, измеряемая в момент открытия регулятора расхода жидкости;

$t_M^{\text{К}}$ — температура газонасыщенной нефти в конце измерений массы, °С, измеряемая в момент закрытия регулятора расхода жидкости.

13.3.5 Избыточное давление разгазированной нефти в условиях измерений массы $P_M$, МПа, принимают равным давлению газонасыщенной нефти и вычисляют по формуле

$$P_M = \frac{P_M^{\text{Н}} + P_M^{\text{К}}}{2}, \tag{5}$$

где $P_M^{\text{Н}}$ — избыточное давление газонасыщенной нефти в начале измерений массы, МПа, измеряемое в момент открытия регулятора расхода жидкости;

$P_M^{\text{К}}$ — избыточное давление газонасыщенной нефти в конце измерений массы, МПа, измеряемое в момент закрытия регулятора расхода жидкости.

13.4 Массу обезвоженной нефти $M_{\text{Н}}^{\text{обезв}}$, т, вычисляют по формуле

$$M_{\text{Н}}^{\text{обезв}} = M_{\text{Н}}^{\text{разг}} \cdot \left(1 - \frac{W_{\text{В}}}{100}\right), \tag{6}$$

где $W_{\text{В}}$ — массовая доля воды в нефти, %.

13.4.1 Массовую долю воды в нефти $W_{\text{В}}$, %, измеряют в лаборатории в соответствии с ГОСТ Р 8.1007 и вводят в СОИ в виде условно-постоянных величин, или вычисляют по результатам измерений объемной доли воды по формуле

$$W_{\text{В}} = \frac{\varphi_{\text{В}} \cdot \rho_{\text{В}}}{\rho_{\text{Н}}^{\text{разг}}}, \tag{7}$$

где $\varphi_{\text{В}}$ — объемная доля воды в разгазированной нефти при условиях измерений массы, %, измеряют при помощи СИ влагосодержания или определяют по результатам измерений объемной доли воды в лаборатории и вводят в СОИ в виде условно-постоянных величин;

$\rho_{\text{В}}$ — плотность воды при условиях измерений массы, кг/м$^3$;

$\rho_{\text{Н}}^{\text{разг}}$ — плотность разгазированной нефти при условиях измерений массы, кг/м$^3$.

Примечания

1 При определении объемной доли воды без учета хлористых солей (методы дистилляции, титрования) следует дополнительно учитывать увеличение объемной доли воды из-за наличия хлористых солей.

2 Измеренную в лаборатории объемную долю воды приводят к условиям измерений массы в соответствии с приложением В.

3 Измеренную в лаборатории плотность воды и рассчитанную плотность разгазированной обводненной нефти приводят к условиям измерений массы в соответствии с приложением В.

4 На результат измерений поточных СИ влагосодержания может влиять содержание растворенного газа, изменение содержания хлористых солей.

## 14 Определение погрешности результатов измерений

14.1 Относительную погрешность измерений массы газонасыщенной нефти $\delta M_{\text{Н}}^{\text{гнас}}$, %, при прямом методе динамических измерений принимают равной относительной погрешности СИ массового расхода.

14.2 Пределы относительной погрешности измерений массы разгазированной нефти $\delta M_{\text{Н}}^{\text{разг}}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta M_{\text{Н}}^{\text{разг}} = \pm 1{,}1 \cdot \sqrt{\left(\delta M_{\text{Н}}^{\text{гнас}}\right)^2 + \frac{\Delta W_{\text{СГ}}^2 + \Delta W_{\text{РГ}}^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{СГ}} + W_{\text{РГ}}}{100}\right)^2}}, \tag{8}$$

где $\Delta W_{СГ}$ — абсолютная погрешность измерений массовой доли свободного газа в газонасыщенной нефти, %;

$\Delta W_{РГ}$ — абсолютная погрешность измерений массовой доли растворенного газа в газонасыщенной нефти, %.

14.2.1 Абсолютную погрешность измерений массовой доли свободного газа в газонасыщенной нефти $\Delta W_{СГ}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{СГ} = \frac{\Delta\varphi_{СГ} \cdot \rho_{СГ}}{\rho_{Н}^{гнас}}, \quad (9)$$

где $\Delta\varphi_{СГ}$ — абсолютная погрешность измерений объемной доли свободного газа в газонасыщенной нефти, %, принимают равной допускаемой погрешности применяемой методики измерений.

14.2.2 Абсолютную погрешность измерений массовой доли растворенного газа в газонасыщенной нефти $\Delta W_{РГ}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{РГ} = \frac{\Delta V_{РГ} \cdot \rho_{РГс}}{\rho_{Н}^{гнас}} \cdot 100, \quad (10)$$

где $\Delta V_{РГ}$ — абсолютная погрешность измерений содержания растворенного газа, приведенного к стандартным условиям, в единице объема нефти в условиях измерений, $м^3/м^3$, принимают равной допускаемой погрешности применяемой методики измерений.

14.3 Пределы относительной погрешности измерений массы обезвоженной нефти $\delta M_{Н}^{обезв}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta M_{Н}^{обезв} = \pm 1{,}1 \cdot \sqrt{\left(\delta M_{Н}^{разг}\right)^2 + \frac{\Delta W_{В}^2}{\left(1 - \frac{W_{В}}{100}\right)^2}}, \quad (11)$$

где $\Delta W_{В}$ — абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %.

14.3.1 Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды в нефти $\Delta W_{В}$, %, принимают равной допускаемой погрешности применяемой методики измерений.

14.3.2 Если массовую долю воды вычисляют по результатам измерений объемной доли воды, то абсолютную погрешность измерений массовой доли воды $\Delta W_{В}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{В} = \frac{\Delta\varphi_{В} \cdot \rho_{В}}{\rho_{Н}^{разг}}, \quad (12)$$

где $\Delta\varphi_{В}$ — абсолютная погрешность измерений объемной доли воды, %, принимают равной допускаемой погрешности применяемой методики измерений или погрешности СИ влагосодержания.

## 15 Контроль погрешности результатов измерений

15.1 Для измерений количества нефти применяют СИ, имеющие свидетельство (сертификат) об утверждении типа. Сведения о данных СИ внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в установленном порядке [2].

15.2 СИ должны подвергаться периодической поверке в соответствии с установленными межповерочными интервалами.

**Приложение А**
**(справочное)**

## Схематичное изображение баллона постоянного давления и его подключения к трубопроводу

Схематичное изображение баллона постоянного давления поршневого типа и его подключения к трубопроводу приведено на рисунке А.1.

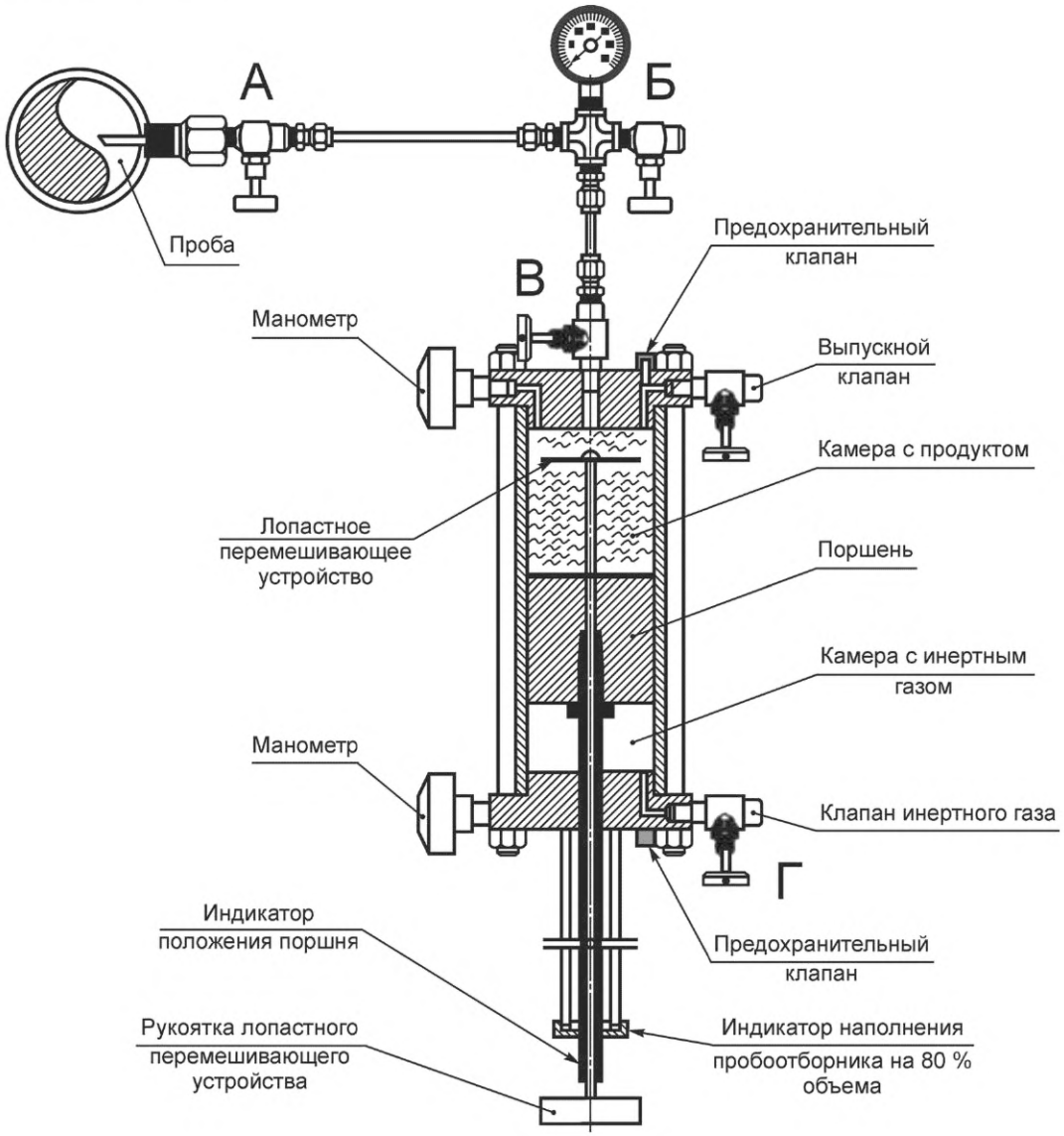


Рисунок А.1. Схематичное изображение баллона постоянного давления поршневого типа и его подключения к трубопроводу

## Приложение Б
## (рекомендуемое)

## Оценка суммарной массовой доли свободного и растворенного газа в газонасыщенной нефти

Б.1 Суммарную массовую долю свободного и растворенного газа в газонасыщенной обводненной нефти вычисляют по результатам взвешивания пробоотборника с пробой газонасыщенной нефти под давлением, без давления и пустого пробоотборника.

Б.2 При выполнении измерений применяют весы с абсолютной погрешностью измерений не более 0,1 г.

Б.3 Пробу газонасыщенной нефти отбирают в соответствии с 11.2.2.

Б.4 Пробоотборник с пробой газонасыщенной нефти очищают от внешних загрязнений легко смывающимися растворителями, высушивают и взвешивают пробоотборник с пробой под давлением $m_1$, кг. За результат измерений принимают среднее арифметическое пяти измерений.

Б.5 Снижают давление в камере с инертным газом пробоотборника до атмосферного, затем медленно открывают выпускной вентиль пробоотборника и снижают давление в камере с пробой до 0,101325 МПа.

Б.6 Пробоотборник с пробой газонасыщенной нефти очищают от внешних загрязнений легко смывающимися растворителями, высушивают и взвешивают пробоотборник с пробой без давления $m_2$, кг. За результат измерений принимают среднее арифметическое пяти измерений.

Б.7 Сливают жидкость из пробоотборника, промывают внутренний объем пробоотборника с применением допустимых по ГОСТ Р 55609 растворителей, продувают инертным газом в количестве не менее 5 номинальных объемов пробоотборника. Пустой пробоотборник очищают от внешних загрязнений легко смывающимися растворителями, высушивают и взвешивают пустой пробоотборник $m_3$, кг. За результат измерений принимают среднее арифметическое пяти измерений.

Б.8 Суммарную массовую долю свободного и растворенного газа в газонасыщенной обводненной нефти $W_{ПНГ}$, %, вычисляют по формуле

$$W_{ПНГ} = \left( \frac{m_1 - m_2}{m_1 - m_3} \right) \cdot 100. \qquad (Б.1)$$

## Приложение В
## (обязательное)

## Порядок определения плотности разгазированной нефти, обезвоженной нефти, воды

### В.1 Порядок определения плотности разгазированной нефти, обезвоженной нефти, воды

В.1.1 С пробой разгазированной нефти, отобранной в соответствии с законодательством Российской Федерации о техническом регулировании, проводят операции по разделению нефти и воды, результатом которых является получение проб обезвоженной нефти и отделенной воды.

В.1.2 Проводят измерения объемной доли отделенной воды $\varphi_B^{отдел'}$, %, в лаборатории при температуре $t_{одв}$, °С, комбинированным методом.

В.1.3 Проводят измерения плотности отделенной воды $\rho_{В\ изм}$, кг/м$^3$, при температуре $t_{плот}$, °С, с использованием СИ в соответствии с законодательством Российской Федерации о техническом регулировании. Абсолютная погрешность измерений плотности должна быть не более ±0,5 кг/м$^3$. При отсутствии отделенной воды В.1.3—В.1.4 пропускают.

В.1.4 Определяют плотность воды при температуре 15 °С $\rho_{В15}$, кг/м$^3$, и массовую долю хлористых солей $B$, %, в соответствии с В.2. При вычислениях заданное значение плотности воды $\rho_B$ принимают равным $\rho_{В\ изм}$, кг/м$^3$, температуру $t$ принимают равной температуре при измерении плотности.

В.1.5 Проводят измерения плотности обезвоженной нефти $\rho_{Н\ изм}$, кг/м$^3$, при температуре $t_{плот}$, °С, с использованием средств измерений в соответствии с законодательством Российской Федерации о техническом регулировании. Плотность обезвоженной нефти измеряют в лаборатории в соответствии с ГОСТ 3900, [10] или другой МИ плотности нефти, аттестованной в установленном порядке. Абсолютная погрешность измерений плотности должна находиться в пределах ±0,5 кг/м$^3$.

В.1.6 В пробе обезвоженной нефти определяют объемную долю остаточной воды $\varphi_B^{ост}$, %, в соответствии с ГОСТ 2477.

В.1.7 Объемную долю остаточной воды корректируют на содержание хлористых солей по формуле

$$\varphi_B^{ост'} = \frac{\varphi_B^{ост} \cdot 10^3}{\rho_{В15}} \cdot \left( \frac{1}{1 - \frac{B}{100}} \right). \qquad (В.1)$$

Примечания

1 Формула учитывает увеличение объемной доли воды при растворении в ней хлористых солей.

2 При выводе формулы сделано предположение, что вода, находящаяся во взвешенном состоянии в нефти, имеет одинаковую минерализацию, что и отделенная вода, находящаяся в свободном состоянии.

3 При отсутствии отделенной воды плотность воды с растворенными в ней хлористыми солями при 15 °С и массовую долю хлористых солей следует устанавливать дополнительно.

4 При отсутствии отделенной воды корректировку по формуле (В.1) допустимо не проводить.

В.1.8 Плотность обезвоженной нефти $\rho_Н^{обезв'}$:

- при содержании остаточной воды $\varphi_B^{ост'}$ менее 1,0 % принимают равной измеренной плотности обезвоженной нефти $\rho_{Н\ изм}^{обезв}$ при температуре плотности $t_{плот}$;
- при содержании остаточной воды $\varphi_B^{ост'}$ более 1,0 % вычисляют по формуле

$$\rho_Н^{обезв'} = \frac{\rho_{Н\ изм,одв}^{обезв} - \rho_{В\ одв} \cdot \frac{\varphi_B^{ост'}}{100}}{1 - \frac{\varphi_B^{ост'}}{100}}, \qquad (В.2)$$

где $\rho_{Н\ изм,одв}^{обезв}$ — плотность обезвоженной нефти, измеренная в лаборатории и приведенная к условиям измерений объемной доли воды, кг/м$^3$. Плотность обезвоженной нефти $\rho_{Н\ изм,одв}^{обезв}$ приводят к требуемым условиям в соответствии с В.5;

$\rho_{В\ одв}$ — плотность отделенной воды, измеренная в лаборатории и приведенная к условиям измерений объемной доли воды, кг/м$^3$. Плотность воды приводят к требуемым условиям в соответствии с В.4.

Примечание — При вычислении по формуле (В.2) плотность обезвоженной нефти $\rho_Н^{обезв'}$ соответствует условиям при измерении объемной доли воды, а не условиям при измерении плотности обезвоженной нефти.

В.1.9 Вычисляют плотность обезвоженной нефти при температуре 15 °С $\rho_{Н15}^{обезв}$, кг/м$^3$, в соответствии с В.3. При вычислениях заданное значение плотности нефти $\rho_Н$ принимают равным $\rho_Н^{обезв'}$, температуру $t$ принимают

равной температуре при измерении плотности (при содержании остаточной воды менее 1,0 % включительно) или температуре при определении объемной доли воды (при содержании остаточной воды более 1,0 % и вычислении $\rho_{Н}^{обезв'}$ по формуле (В.2).

В.1.10 Объемную долю воды при условиях измерений в лаборатории $\varphi'_{В}$, %, вычисляют по формуле

$$\varphi'_{В} = \varphi_{В}^{ост'} \cdot \left(1 - \frac{\varphi_{В}^{отдел'}}{100}\right) + \varphi_{В}^{отдел'}. \quad (В.3)$$

В.1.11 Объемную долю воды при условиях измерений массы $\varphi_{В}$, %, вычисляют по формуле

$$\varphi_{В} = \left(\frac{\varphi'_{В}}{100} \cdot \frac{\rho_{В\ одв}}{\rho_{В\ М}}\right) \cdot \left\{\frac{\varphi'_{В}}{100} \cdot \frac{\rho_{В\ одв}}{\rho_{В\ М}} + \left(1 - \frac{\varphi'_{В}}{100}\right) \cdot \frac{\rho_{Н\ одв}^{обезв'}}{\rho_{Н\ М}^{обезв'}}\right\}^{-1}, \quad (В.4)$$

где $\rho_{В\ одв}$ — плотность воды, приведенная к условиям измерений объемной доли воды, кг/м$^3$;

$\rho_{В\ М}$ — плотность воды, приведенная к условиям измерений массы, кг/м$^3$;

$\rho_{Н\ одв}^{обезв'}$ — плотность обезвоженной нефти, приведенная к условиям измерений объемной доли воды, кг/м$^3$;

$\rho_{Н\ М}^{обезв'}$ — плотность обезвоженной нефти, приведенная к условиям измерений массы, кг/м$^3$.

В.1.12 Плотность разгазированной нефти при условиях измерений объемной доли воды $\rho_{Н}^{разг'}$ вычисляют по формуле

$$\rho_{Н}^{разг'} = \rho_{Н\ одв}^{обезв'} \cdot \left(1 - \frac{\varphi'_{В}}{100}\right) + \frac{\varphi'_{В}}{100} \cdot \rho_{В\ одв}. \quad (В.5)$$

В.1.13 Вычисляют плотность разгазированной нефти при температуре 15 °С $\rho_{Н15}^{разг}$, кг/м$^3$, в соответствии с В.3. При вычислениях заданную плотность нефти принимают равной $\rho_{Н}^{разг'}$, температуру $t$ принимают равной температуре при определении объемной доли воды.

В.1.14 Плотность воды при заданных условиях $\rho_{В\ pt}$, кг/м$^3$, вычисляют в соответствии с В.4. При вычислениях плотность воды при температуре 15 °С $\rho_{В15}$, кг/м$^3$, принимают равной найденному значению плотности воды в В.1.4, температуру $t$ и давление $p$ принимают в соответствии с требуемыми условиями приведения.

В.1.15 Плотность обезвоженной нефти при заданных условиях $\rho_{Н\ pt}^{обезв}$, кг/м$^3$, вычисляют в соответствии с В.5. При вычислениях плотность нефти при температуре 15 °С $\rho_{Н15}$, кг/м$^3$, принимают равной найденному значению плотности обезвоженной нефти в В.1.9, температуру $t$ и давление $p$ принимают в соответствии с требуемыми условиями приведения.

В.1.16 Плотность разгазированной нефти при заданных условиях $\rho_{Н\ pt}^{разг}$, кг/м$^3$, вычисляют в соответствии с В.5. При вычислениях плотность нефти при температуре 15 °С $\rho_{Н15}$, кг/м$^3$, принимают равной найденному значению плотности разгазированной нефти в В.1.12, температуру $t$ и давление $p$ принимают в соответствии с требуемыми условиями приведения.

### В.2 Плотность воды при температуре 15 °С

В.2.1 Значение плотности отделенной воды при температуре 15 °С $\rho_{В15}$, кг/м$^3$, и массовую долю хлористых солей в отделенной воде $B$, % по заданному значению плотности воды $\rho_{В}$ и температуре при измерении плотности $t$ находят методом последовательных приближений, используя итерационный метод «прямых подстановок» по нижеуказанной процедуре.

В.2.2 Принимают первое приближение плотности отделенной воды при температуре 15 °С $\rho_{В15}$, кг/м$^3$, равным заданному значению плотности отделенной воды $\rho_{В}$.

В.2.3 Вычисляют массовую долю хлористых солей при текущем значении плотности отделенной воды при температуре 15 °С $\rho_{В15}^{k}$, где $k$ — порядковый номер итерации, по формуле

$$B^{(k)} = \frac{\rho_{В15}^{k} - 999}{7{,}2}. \quad (В.6)$$

В.2.4 Вычисляют коэффициент, учитывающий влияние температуры на плотность отделенной воды, $CTL_{В}^{k}$ по формуле

$$CTL_{В}^{k} = 1 - (1{,}8562 \cdot 10^{-4} + 1{,}2882 \cdot 10^{-5} \cdot B^{(k)}) \cdot (t - 15) - (4{,}1151 \cdot 10^{-6} + 1{,}4464 \cdot 10^{-7} \cdot B^{(k)}) \cdot (t - 15)^2 + (1{,}8562 \cdot 10^{-9} + 1{,}2882 \cdot 10^{-10} \cdot B^{(k)}) \cdot (t - 15)^3. \quad (В.7)$$

В.2.5 Вычисляют следующее приближение плотности отделенной воды при температуре 15 °С $\rho_{В15}^{k+1}$ по формуле

$$\rho_{В15}^{k+1} = \frac{\rho_{В}}{CTL_{В}^{k}}. \quad (В.8)$$

В.2.6 Если значение плотности отделенной воды при температуре 15 °С $\rho_{B15}^{k+1}$ изменилось более чем на 0,01 кг/м$^3$ по сравнению с $\rho_{B15}^{k}$, то выполняют следующую итерацию по В.2.3—В.2.6. Расчет плотности продолжают до тех пор, пока значение $\rho_{B15}^{k}$ не перестанет изменяться более чем на 0,01 кг/м$^3$. За результат определения плотности принимают значение, полученное в последней итерации.

В.2.7 Вычисляют массовую долю хлористых солей $B$, %, по формуле (В.6), используя найденное значение плотности отделенной воды при 15 °С $\rho_{B15}$, кг/м$^3$.

В.2.8 Ввиду сложности расчетов рекомендуется для расчетов плотности нефти применять специально разработанное программное обеспечение. Алгоритмы программного обеспечения должны быть аттестованы в системе добровольной сертификации на соответствие вышеизложенному алгоритму.

**В.3 Плотность нефти при температуре 15 °С**

В.3.1 Значение плотности нефти при температуре 15 °С $\rho_{H15}$, кг/м$^3$, по заданному значению плотности нефти (разгазированной или обезвоженной) $\rho_H$ и температуре при измерении плотности $t$ находят методом последовательных приближений, используя итерационный метод «прямых подстановок» по нижеуказанной процедуре.

В.3.2 Принимают первое приближение плотности нефти при температуре 15 °С $\rho_{H15}$, кг/м$^3$, равным заданному значению плотности нефти $\rho_H$.

В.3.3 Вычисляют поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры нефти на плотность нефти, $CTL_H^k$ при текущем значении плотности нефти $\rho_{H15}^k$ по формуле

$$CTL_H^k = \exp\{-\beta_{15}^k \cdot (t - 15) \cdot [1 + 0{,}8 \cdot \beta_{15}^k \cdot (t - 15)]\}. \quad (В.9)$$

Коэффициент объемного расширения нефти $\beta_{15}^k$, 1/°С, вычисляют по формуле

$$\beta_{15}^k = \frac{613{,}9723}{\left(\rho_{H15}^k\right)^2}, \quad (В.10)$$

где $\beta_{15}^k$ — коэффициент объемного расширения нефти при 15 °С, 1/°С.

В.3.4 Вычисляют следующее приближение плотности нефти при температуре 15 °С $\rho_{H15}^{k+1}$ по формуле

$$\rho_{H15}^{k+1} = \frac{\rho_H}{CTL_H^k}. \quad (В.11)$$

В.3.5 Если значение плотности нефти при температуре 15 °С $\rho_{H15}^{k+1}$ изменилось более чем на 0,01 кг/м$^3$ по сравнению с $\rho_{H15}^{k}$, то выполняют следующую итерацию по В.3.3—В.3.5. Расчет плотности продолжают до тех пор, пока значение $\rho_{H15}^{k}$ не перестанет изменяться более чем на 0,01 кг/м$^3$. За результат определения плотности принимают значение, полученное в последней итерации.

В.3.6 Ввиду сложности расчетов рекомендуется для расчетов плотности воды применять специально разработанное программное обеспечение. Алгоритмы программного обеспечения должны быть аттестованы в системе добровольной сертификации на соответствие вышеизложенному алгоритму.

**В.4 Приведение плотности воды к заданным условиям**

В.4.1 Плотность воды, приведенную к заданным условиям по давлению $p$ и температуре $t$, $\rho_{B\,pt}$, кг/м$^3$, вычисляют по формуле

$$\rho_{B\,pt} = \rho_{B15} \cdot CTL_B \cdot CPL_B, \quad (В.12)$$

где $\rho_{H15}$ — плотность воды при 15 °С, кг/м$^3$;

$CTL_B$ — поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры воды на плотность воды;

$CPL_B$ — поправочный коэффициент, учитывающий влияние давления воды на плотность воды.

В.4.2 Поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры воды на плотность воды, $CTL_B$ вычисляют по формуле

$$CTL_B = 1 - (1{,}8562 \cdot 10^{-4} + 1{,}2882 \cdot 10^{-5} \cdot B) \cdot (t - 15) - (4{,}1151 \cdot 10^{-6} + 1{,}4464 \cdot 10^{-7} \cdot B) \cdot (t - 15)^2 + \\ + (1{,}8562 \cdot 10^{-9} + 1{,}2882 \cdot 10^{-10} \cdot B) \cdot (t - 15)^3, \quad (В.13)$$

где $B$ — массовая доля хлористых солей в воде, %;

$t$ — целевая температура приведения, °С.

Массовую долю хлористых солей в воде вычисляют по формуле

$$B = \frac{\rho_{B15} - 999}{7{,}2}. \quad (В.14)$$

В.4.3 Поправочный коэффициент, учитывающий влияние давления на плотность воды, $CPL_B$ вычисляют по формуле

$$CPL_B = \frac{1}{1-\gamma_{Bt}\cdot p}, \quad (B.15)$$

где $\gamma_{Bt}$ — коэффициент сжимаемости воды при температуре $t$, 1/МПа.

$p$ — целевое избыточное давление приведения, МПа.

Коэффициент сжимаемости воды при температуре $t$ $\gamma_{Bt}$, 1/МПа, вычисляют по формуле

$$\gamma_{Bt} = 10^{-3}\cdot(a_1 - a_2\cdot M);$$
$$a_1 = -1{,}86\cdot 10^{-7}\cdot t^3 + 4{,}57\cdot 10^{-5}\cdot t^2 - 3{,}24\cdot 10^{-3}\cdot t + 0{,}515; \quad (B.16)$$
$$a_2 = 10^{-5}\cdot(-0{,}25\cdot t + 70);$$
$$M = \frac{B}{100}\cdot\left\{999 + B\cdot\left(7{,}2 + \left(\frac{B}{37{,}5}\right)^2\right)\right\},$$

где $a_1$ — коэффициент сжимаемости пресной воды, 1/ГПа;

$a_2$ — коэффициент, учитывающий влияние минерализации на коэффициент сжимаемости воды, л/(ГПа·г);

$M$ — минерализация воды, г/л.

**В.5 Приведение плотности нефти к заданным условиям**

В.5.1 Плотность нефти, приведенную к заданным условиям по давлению $p$ и температуре $t$, $\rho_{H\,pt}$, кг/м$^3$, вычисляют по формуле

$$\rho_{H\,pt} = \rho_{H15}\cdot CTL_H\cdot CPL_H, \quad (B.17)$$

где $\rho_{H15}$ — плотность нефти при 15 °С, кг/м$^3$;

$CTL_H$ — поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры нефти на плотность нефти;

$CPL_H$ — поправочный коэффициент, учитывающий влияние давления нефти на плотность нефти.

В.5.2 Поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры нефти на плотность нефти, вычисляют по формуле

$$CTL_H = \exp\{-\beta_{15}\cdot(t-15)\cdot[1 + 0{,}8\cdot\beta_{15}\cdot(t-15)]\}, \quad (B.18)$$

где $\beta_{15}$ — коэффициент объемного расширения нефти при 15 °С, 1/°С;

$t$ — целевая температура приведения, °С.

Коэффициент объемного расширения нефти $\beta_{15}$, 1/°С, вычисляют по формуле

$$\beta_{15} = \frac{613{,}9723}{(\rho_{H15})^2}. \quad (B.19)$$

В.5.3 Поправочный коэффициент, учитывающий влияние давления нефти на плотность нефти, вычисляют по формуле

$$CPL_H = \frac{1}{1-\gamma_{Ht}\cdot p}, \quad (B.20)$$

где $\gamma_{Ht}$ — коэффициент сжимаемости нефти при температуре $t$, 1/МПа.

$p$ — целевое избыточное давление приведения, МПа.

Коэффициент сжимаемости нефти при температуре $t$ $\gamma_{Ht}$, 1/МПа, вычисляют по формуле

$$\gamma_{Ht} = 10^{-3}\cdot\exp\left(-1{,}62080 + 0{,}00021592\cdot t + \frac{0{,}87096\cdot 10^6}{(\rho_{H15})^2} + \frac{4{,}2092\cdot t\cdot 10^3}{(\rho_{H15})^2}\right). \quad (B.21)$$

В.5.4 Допустимо приведение плотности нефти к заданным условиям осуществлять в соответствии с ГОСТ 8.636, [11].

## Библиография


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

[2] «Порядок проведения испытаний стандартных образцов или средств измерений в целях утверждения типа», утвержденный Приказом Минпромторга России от 28 августа 2020 г. № 2905

[3] «Порядок проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденный Приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510

[4] «Порядок аттестации первичных референтных методик (методов) измерений, референтных методик (методов) измерений и методик (методов) измерений и их применения» (утвержденный Приказом Минпромторга России от 15 декабря 2015 года № 4091)

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

[6] ГСССД МР 273—2018 Методика расчетного определения плотности, фактора сжимаемости, скорости звука, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажных газовых смесей в диапазоне температур от 263 К до 500 К и давлениях до 30 МПа

[7] Правила устройства электроустановок (7-е издание)

[8] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности (серия 08, выпуск 19) Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности

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

[10] Р 50.2.075—2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть и нефтепродукты. Лабораторные методы измерения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API

[11] Р 50.2.076—2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программа и таблицы приведения

УДК 622.69-79:006.354 ОКС 17.060

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

Редактор *Д.А. Кожемяк*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *М.И. Першина*
Компьютерная верстка *Е.О. Асташина*

Сдано в набор 23.05.2022. Подписано в печать 08.06.2022. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 2,79. Уч.-изд. л. 2,24.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «РСТ»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru