МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ
(МГС)

INTERSTATE COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION
(ISC)

РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО МЕЖГОСУДАРСТВЕННОЙ
СТАНДАРТИЗАЦИИ

**РМГ
104—
2010**

Государственная система обеспечения единства измерений

НЕФТЬ

Остаточное газосодержание
Методика измерений

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2013

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели, основные принципы и основной порядок проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены ГОСТ 1.0—92 «Межгосударственная система стандартизации. Основные положения» и ГОСТ 1.2—2009 «Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Порядок разработки, принятия, применения, обновления и отмены»

Сведения о рекомендациях

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

2 ВНЕСЕНЫ Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии

3 ПРИНЯТЫ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 25 ноября 2010 г. № 38)

За принятие проголосовали:

Краткое наименование страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Код страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Сокращенное наименование национального органа по стандартизации
Армения	AM	Минэкономики Республики Армения
Беларусь	BY	Госстандарт Республики Беларусь
Грузия	GE	Грузстандарт
Казахстан	KZ	Госстандарт Республики Казахстан
Кыргызстан	KG	Кыргызстандарт
Молдова	MD	Молдова-Стандарт
Российская Федерация	RU	Росстандарт
Таджикистан	TJ	Таджикстандарт
Узбекистан	UZ	Узстандарт
Украина	UA	Госпотребстандарт Украины

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 13 декабря 2011 г. № 1057-ст рекомендации по межгосударственной стандартизации РМГ 104—2010 введены в действие в качестве рекомендаций по метрологии Российской Федерации с 1 января 2013 г.

5 ВВЕДЕНЫ ВПЕРВЫЕ

Информация об изменениях к настоящим рекомендациям публикуется в ежегодно издаваемом указателе «Руководящие документы, рекомендации и правила», а текст изменений и поправок — в ежемесячно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты».

В случае пересмотра (замены) или отмены настоящих рекомендаций соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты» и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет

© Стандартинформ, 2013

В Российской Федерации настоящие рекомендации не могут быть полностью или частично воспроизведены, тиражированы и распространены в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 1
4 Требования к погрешности измерений 1
5 Средства измерений и вспомогательные устройства 2
6 Методы измерений 2
7 Требования безопасности и охраны окружающей среды 2
8 Требования к квалификации исполнителей 2
9 Условия измерений 2
10 Подготовка к измерениям 3
11 Выполнение измерений 4
12 Обработка и оформление результатов 5
13 Контроль точности 6
Приложение А (справочное) Технические характеристики и описание прибора УОСГ-100 СКП 7
Приложение Б (справочное) Прибор АЛП-01ДП(м) 9
Приложение В (справочное) Индивидуальный пробоотборник ИП-1(м) 11
Приложение Г (справочное) Индивидуальный пробоотборник ИП-3 13

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО МЕЖГОСУДАРСТВЕННОЙ СТАНДАРТИЗАЦИИ

Государственная система обеспечения единства измерений

НЕФТЬ

Остаточное газосодержание Методика измерений

State system for ensuring the uniformity of measurements. Oil. The residual maintenance of gas. Procedure of measurements

Дата введения — 2013—01—01

1 Область применения

Настоящие рекомендации устанавливают методику измерений остаточного газосодержания в нефти и смесях нефтей плотностью от 780 до 950 кг/м^3 и вязкостью от 1,2 до 250 мм^2/с, включающего остающийся после сепарации свободный и растворенный газ в диапазонах:

- от 0,1 до 10 % — по свободному газу;
- от 0,1 до 20 м^3/м^3 — по растворенному газу.

2 Нормативные ссылки

В настоящих рекомендациях использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.1.005—88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.4.009—83 Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание

ГОСТ 15150—69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

Примечание — При пользовании настоящими рекомендациями 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 ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный стандарт заменен (изменен), то при пользовании настоящими рекомендациями следует руководствоваться заменяющим (измененным) стандартом. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящих рекомендациях применен термин

остаточное газосодержание: Содержание свободного и растворенного газа в нефти и смесей нефтей после сепарации.

4 Требования к погрешности измерений

4.1 Пределы основной абсолютной погрешности измерений свободного газа в поддиапазонах, об. доля %:

0,1—1 . . . . . ± 0,05;
1—2 . . . . . ± 0,10;
2—10. . . . . ± 0,25.

Издание официальное

4.2 Пределы основной абсолютной погрешности измерений растворенного газа — ± 0,1 $м^3/м^3$.

5 Средства измерений и вспомогательные устройства

5.1 При измерениях содержания свободного газа используют прибор УОСГ-100 СКП (приложение А).

5.2 При измерениях содержания растворенного газа используют следующие средства измерений и вспомогательные устройства:

- автоматический лабораторный прибор АЛП-01 ДП(м) (приложение Б);
- термостат для поддержания температуры в диапазоне от 0 °С до 60 °С с погрешностью не более 0,1 °С;
- индивидуальный пробоотборник ИП-1(м) (приложение В) (в случае присутствия в отбираемой пробе в свободном состоянии воды и газа) или ИП-3 (приложение Г) (в случае отсутствия в отбираемой пробе в свободном состоянии воды или газа).

Примечание — Допускается применение других средств с аналогичными или лучшими метрологическими характеристиками.

Применяемые средства измерений должны быть поверены, а вспомогательное оборудование проверено на работоспособность.

6 Методы измерений

6.1 Метод измерений содержания свободного газа заключается в изотермическом сжатии до заданного давления отобранной пробы нефти, определении при этом уменьшения ее объема.

6.2 Метод измерений содержания растворенного газа заключается в герметичном отборе пробы, впрыске в измерительную камеру прибора дозированных порций нефти и создания в камере термодинамического равновесия «нефть—газ» последовательно при различных соотношениях фаз так, чтобы равновесное давление было максимально приближено с большей и меньшей стороны к заданному.

7 Требования безопасности и охраны окружающей среды

7.1 При измерениях соблюдают требования безопасности, приведенные в паспортах на приборы УОСГ-100 СКП и АЛП-01 ДП(м).

7.2 Температура, влажность, скорость движения воздуха, содержание вредных веществ в рабочей зоне должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.005.

7.3 При сливе, наливе и отборе проб нефти используют средства индивидуальной защиты.

7.4 Отработанную нефть и промывочные жидкости сливают в специальные герметизированные сливные емкости.

7.5 Помещение, в котором проводят измерения, должно быть оборудовано средствами пожаротушения в соответствии с ГОСТ 12.4.009.

8 Требования к квалификации исполнителей

К выполнению измерений допускают лиц (лаборантов или операторов), изучивших настоящие рекомендации, инструкции на приборы УОСГ-100 СКП, АЛП-01 ДП(м), индивидуальные пробоотборники и термостат и имеющих специальную подготовку по эксплуатации этих приборов.

9 Условия измерений

9.1 При измерениях содержания свободного газа соблюдают следующие условия:

- температура окружающего воздуха . . . . . от минус 20 °С до плюс 40 °С;
- температура рабочей среды . . . . . от 0 °С до плюс 80 °С;
- изменение температуры рабочей среды в течение одного измерения, не более . . . . ± 0,1 °С;
- изменение плотности рабочей среды в течение одного измерения, не более . . . . ± 1,0 $кг/м^3$.

9.2 При измерениях содержания растворенного газа соблюдают следующие условия:

- атмосферное давление . . . . . от 96 до 104 кПа (от 720 до 780 мм рт. ст.);
- относительная влажность. . . . . от 30 % до 80 %;
- температура воздуха в помещении . . . . . от 15 °С до 25 °С;
- температура исследуемой нефти . . . . . 20 °С;

- равновесное давление при определении содержания растворенного газа . . . . . 101,3 кПа.

10 Подготовка к измерениям

10.1 Подготовка к измерениям содержания свободного газа

10.1.1 В исходном состоянии клапаны прибора *3* (рисунок А.1, приложение А) открыты и поток исследуемой нефти движется по измерительной камере, давление в пробоотборной камере *1* равно давлению в трубопроводе.

10.1.2 Перед началом измерений проверяют пробоотборную камеру *1* на герметичность и наличие циркуляции через прибор.

10.1.2.1 Закрывают клапаны *3*, поднимают давление в пробоотборной камере *1* до 8 МПа, выдерживают в течение 30 мин (если давление в течение последующих 5 мин изменится не более чем на одно большое деление по манометру, то пробоотборная камера герметична).

10.1.2.2 Закрывают вентили на входе и выходе прибора (рисунок А.2, приложение А), выдерживают в течение 15 мин (если температура окружающей среды ниже температуры нефти, то давление в пробоотборной камере снижается, если выше, то давление поднимается; если этого не происходит, то циркуляция через прибор отсутствует, тогда прикрывают секущую задвижку и вновь проверяют наличие циркуляции).

10.1.3 Открывают вентили на входе и выходе прибора *3* (рисунок А.1, приложение А), снижают давление в пробоотборной камере *1* отводом поршня до давления в трубопроводе.

10.1.4 Определяют коэффициент сжимаемости исследуемой нефти, выполняя следующие операции:

10.1.4.1 Открывают клапаны *3* на приборе (рисунок А.1, приложение А), отводят плунжер *5* влево до упора, а затем по линейной шкале *6* и лимбу *8* устанавливают его в нулевое положение. При этом поток исследуемой нефти движется через пробоотборную камеру *1*, минуя термостатирующую рубашку *2*.

10.1.4.2 После 30 с выдержки проводят отбор пробы путем закрытия клапанов *3*.

10.1.4.3 Вводят плунжер *5* и сжимают пробу до давления 6 МПа, выдерживают в течение 15 мин, затем, передвигая плунжер *5*, устанавливают стрелку манометра *4* на ближайшем большом делении и фиксируют показания P_1 и ΔV_1.

10.1.4.4 Пробу сжимают до значения давления 10 МПа, выдерживают в течение 15 мин, затем, передвигая плунжер 5, устанавливают стрелку манометра *4* на ближайшем большом делении и фиксируют показания P_2 и ΔV_2.

10.1.4.5 Прибор приводят в исходное положение. При этом отводом поршня давление в камере снижают до давления в трубопроводе *3* (рисунок А.2, приложение А), а затем открывают клапаны *3* и плунжер *5* отводят до упора (рисунок А.1, приложение А).

10.1.4.6 По полученным значениям P_1, P_2, ΔV_1, ΔV_2 вычисляют коэффициент сжимаемости нефти в пробоотборной камере прибора по формуле

$$\beta = \frac{1}{V_к - \Delta V_1} \frac{\Delta V_2 - \Delta V_1}{P_2 - P_1}, \qquad (1)$$

где $V_к$ — вместимость пробоотборной камеры по паспорту, равная $10^{-6} \cdot м^3$.

10.1.4.7 Коэффициент сжимаемости нефти определяют не менее трех раз и вычисляют его среднеарифметическое значение.

10.2 Подготовка к выполнению измерений содержания растворенного газа

10.2.1 Отбор нефти в индивидуальный пробоотборник

10.2.1.1 Подсоединяют пробоотборник с помощью шланга *16* через входной штуцер *1* (рисунок В.1, приложение В) к пробозаборнику.

10.2.1.2 Открывают входной вентиль *12* и вентиль на пробозаборнике.

10.2.1.3 Открывают выходной вентиль *13*, сливают для промывки пробоотборника около 50 мл нефти и закрывают выходной вентиль *13*.

10.2.1.4 Движением штока *7* с поршнем *9* вверх до упора проводят отбор нефти и закрывают входной вентиль *12*.

10.2.1.5 Если в пробоотборник попали свободная вода или газ, их вытесняют через выходной вентиль *13* и дозаполняют пробоотборник.

10.2.1.6 Если температура отбираемого продукта t ниже максимально ожидаемой температуры t_{max} при транспортировании и хранении пробоотборника, то приоткрывают выходной вентиль *13* и сливают продукт объемом V, мл:

$$V = 0{,}25(t_{max} - t).$$

10.2.1.7 Закрывают вентиль на пробозаборнике и отсоединяют пробоотборник.

10.2.2 Подготовка прибора

10.2.2.1 В исходном состоянии прибор (рисунок Б.1, приложение Б) подключен к сети напряжением 220 В, поршень *3* находится в крайнем левом положении, поршень *4* — в крайнем правом положении, а выходной вентиль *7* открыт.

10.2.2.2 Подключают пробоотборник, заполненный анализируемым продуктом, через фильтр *6* к входному клапану *5* прибора, а к термостатирующей рубашке подключают термостат. При этом выход воды из термостата подсоединяют к штуцеру «∇», а вход — к штуцеру «Δ» прибора. Устанавливают температуру термостатирования 20 °С.

10.2.2.3 Включают прибор и выдерживают в течение 60 мин, при этом оставшееся до работы время (в минутах) будет индицироваться на табло.

10.2.2.4 Открывают выходной вентиль на пробоотборнике, движением поршня в нем создают давление несколько выше давления в газовой камере узла турбулизации *9*, открывают вентиль *11* настолько, чтобы через штуцер выходного вентиля *7* можно было бы, перемещая поршень пробоотборника, слить тонкой струей нефть объемом 20—30 мл с поддержанием в пробоотборнике постоянного давления, после чего вентили *7* и *11* закрывают.

10.2.2.5 В пробоотборнике перемещением поршня *4* создают давление несколько выше давления в газовой камере *13* и нефть подают в дозировочную камеру до тех пор, пока давление в пробоотборнике резко не поднимется на 0,3—0,5 МПа выше давления в газовой камере *13*, что свидетельствует о полном заполнении дозировочной камеры *1*.

10.2.2.6 Сбрасывают давление в пробоотборнике на 0,3—0,5 МПа ниже давления в газовой камере *13*.

10.2.2.7 После окончания прогрева прибора на табло открывается главное меню.

11 Выполнение измерений

11.1 Измерения содержания свободного газа

11.1.1 После 30 с выдержки устанавливают плунжер *5* по лимбу *8* и линейной шкале *6* в нулевое положение, закрывают клапаны *3* на приборе (рисунок А.1, приложение А). При этом поток исследуемой нефти движется через термостатирующую рубашку.

11.1.2 Вводят плунжер и сжимают пробу до давления 8 МПа, выдерживают в течение 15 мин, затем, передвигая плунжер *5*, устанавливают стрелку манометра на ближайшем большом делении и фиксируют показания манометра P и величину изменения объема пробы ΔV.

11.1.3 Прибор приводят в исходное положение.

11.1.4 Операции по 11.1.1—11.1.3 проводят не менее шести раз. Полученные результаты заносят в таблицу 1.

Таблица 1 — Форма журнала результатов измерений содержания свободного газа

Давление в трубопроводе P_0, МПа	Коэффициент сжимаемости β, 1/МПа	Вместимость пробоотборной камеры $V_к$, $10^{-6} \cdot м^3$	Изменение объема пробы ΔV, $10^{-6}С \cdot м^3$	Давление сжатия P, МПа	Содержание свободного газа $V_{сг}$, %
1	2	3	4	5	6

11.2 Измерения содержания растворенного газа

11.2.1 В соответствии с инструкцией по эксплуатации прибора входят в режим измерения растворенного газа.

11.2.2 Приводят поршень *4* прибора (рисунок Б.1, приложения Б) в крайнее правое положение и вводят необходимое значение соотношения фаз «$V_Г$».

11.2.3 Нажатием кнопки включают перемещение поршня влево. При этом на табло сохраняется установленное значение «$V_Г$».

11.2.4 После достижения поршнем *4* заданного положения его движение автоматически останавливается, затем открывают вентиль *11*, нажимают кнопку «Ввод», открывают выходной вентиль *7* и вновь нажимают кнопку «Ввод». При этом на табло появляется значение величины давления P_1 в измерительной камере и включается перемещение поршня вправо.

11.2.5 При движении поршня вправо происходит слив отработанной пробы. После достижения поршнем *4* крайнего правого положения закрывают вентили *7* и *11*.

11.2.6 В зависимости от того, на сколько давление P_1 отличается от заданного P_0, операции по 11.2.2—11.2.5 повторяют с новыми порциями нефти (10.2.2.5—10.2.2.6) при последовательном уменьшении или увеличении величины соотношения фаз до тех пор, пока давления P_{n-1} и P_n с меньшей и большей стороны не будут максимально приближены к P_0.

11.2.7 Операции по 11.2.1—11.2.6 повторяют не менее шести раз. Полученные результаты заносят в таблицу 2.

Таблица 2 — Форма журнала результатов измерений содержания растворенного газа

№	Температура исследуемой нефти t_0, °С	Равновесное давление, кПа	Соотношение фаз V_{n-1}	Давление в камере P_{n-1}, кПа	Соотношение фаз V_n	Давление в камере P_n, кПа	Содержание растворенного газа $V_{рг}$, м³/м³
1	2	3	4	5	6	7	8

12 Обработка и оформление результатов

12.1 Обработка и оформление результатов содержания свободного газа

12.1.1 По полученным значениям P и ΔV вычисляют значения относительного количества свободного газа

$$V_{сг} = \frac{\Delta V - \beta V_к (P - P_т)}{1 - \beta (P - P_т)} \cdot \frac{100}{V_к}, \%, \qquad (2)$$

где $V_к$ — объем пробы нефти, равный вместимости пробоотборной камеры, по паспорту, $10^{-6} \cdot м^3$;

$P_т$ — первоначальное избыточное давление в камере, равное давлению в трубопроводе, МПа;

β — коэффициент сжимаемости нефти в пробоотборной камере прибора по формуле (1), 1/МПа.

12.1.2 Результаты измерений оформляют записью в журнале по форме, приведенной в таблице 1.

12.1.3 Среднее значение содержания свободного газа рассчитывают по формуле

$$\overline{V_{сг}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} V_{сг,i}}{n}. \qquad (3)$$

12.1.4 Содержание свободного газа до 0,1 % включительно оценивают как его отсутствие.

12.2 Обработка и оформление результатов содержания растворенного газа

12.2.1 Значение содержания растворенного газа при заданных значениях давления P_0 и температуре t_0 рассчитывают по формулам:

$$\left.\begin{aligned} V_{рг} &= V_n + \frac{(V_{n-1} - V_n)(P_n - P_0)}{(P_n - P_{n-1})} \quad \text{при } P_n \triangleright P_0 \\ V_{рг} &= V_{n-1} + \frac{(P_{n-1} - P_0)(V_n - V_{n-1})}{(P_{n-1} - P_n)} \quad \text{при } P_n \triangleleft P_0, \end{aligned}\right\} \qquad (4)$$

где V_{n-1} и V_n — соотношения фаз, равные удельным объемам выделившегося растворенного газа, при которых равновесные давления равны P_{n-1} и P_n соответственно.

12.2.2 Среднее значение содержания растворенного газа рассчитывают по формуле

$$\overline{V_{\text{рг}}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} V_{\text{рг}i}}{n}. \quad (5)$$

12.2.3 В случае если исследуемая нефть обводненная, то откорректированное значение содержания растворенного газа $\overline{V'_{\text{рг}}}$ определяют по формуле

$$\overline{V'_{\text{рг}}} = \frac{V_{\text{рг}}}{\left(1 - \frac{\varphi_{\text{в}}}{100}\right)}, \quad (6)$$

где $\varphi_{\text{в}}$ — объемная доля воды в нефти.

13 Контроль точности

Контроль точности методики измерений осуществляют периодической поверкой приборов УОСГ-100 СКП и АЛП-01ДП(м) и определением расхождений между последовательными измерениями, которые не должны отличаться друг от друга более чем на регламентированную погрешность.

Приложение А
(справочное)

Технические характеристики и описание прибора УОСГ-100 СКП

Прибор УОСГ-100 СКП (далее — прибор) предназначен для измерений объемного содержания свободного газа в нефти. Прибор используют при введении поправок в показания турбинных счетчиков, для оценки качества сепарации нефти, а также при определении физических характеристик нефти и нефтепродуктов.

А.1 Устройство прибора

Прибор состоит из пробоотборного блока и прессового узла.

Пробоотборный блок включает заборную камеру, клапанный и манометрический узлы.

Прессовый узел имеет плунжер, линейную шкалу, визир, лимб, корпус.

Для подключения к трубопроводу прибор имеет входной и выходной штуцера. Прибор устанавливают на трубопроводе, и он обеспечивает выполнение операции по отбору пробы газожидкостной смеси с сохранением условий по давлению и температуре, изотермическому сжатию ее и определению при этом изменения объема пробы и давления в ней.

А.2 Технические характеристики:

А.2.1 Вместимость пробоотборной камеры, $10^{-6} \cdot м^3$, не менее . . . . . 280.

А.2.2 Диапазоны измерения давления в пробоотборной камере, МПа. . . . . 0—10.

А.2.3 Диапазоны измерения изменения вместимости пробоотборной камеры при сжатии пробы, $10^{-6} \cdot м^3$ . . . . . 0—30.

А.2.4 Пределы абсолютной погрешности при измерении давления, МПа . . . . . ±0,1.

А.2.5 Пределы абсолютной погрешности при измерении изменения вместимости пробоотборной камеры, $10^{-6} \cdot м^3$, в диапазонах:

- от 0 до 10 . . . . . ±0,2.
- свыше 10 до 30 . . . . . ±0,4.

А.2.6 Максимальное давление в подводящем трубопроводе, МПа . . . . . 6,0.

А.2.7 Условия эксплуатации:

- температура окружающей среды, °С . . . . . от минус 20 до плюс 40;
- относительная влажность, %, не более . . . . . 95.

А.2.8 Масса, кг, не более . . . . . 14,0.

А.2.9 Габаритные размеры, мм, не более:

- длина 530;
- высота. 390;
- ширина . . . . . 300.

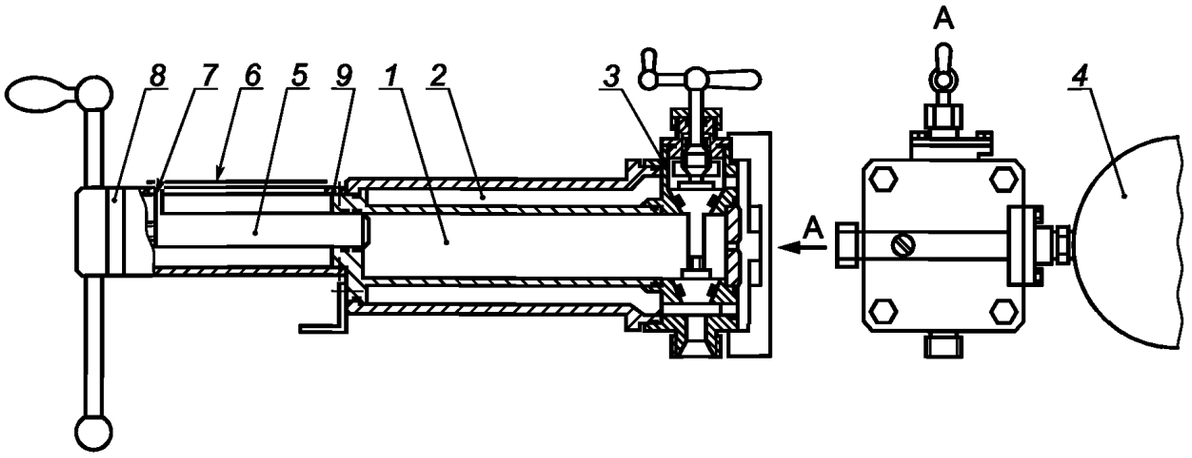
А.2.10 Рабочая среда. . . . . нефть и нефтепродукты,

- плотность, $кг/м^3$ . . . . . 670—950;
- вязкость, $мм^2/с$ . . . . . 0,5—200.

А.3 Принцип работы

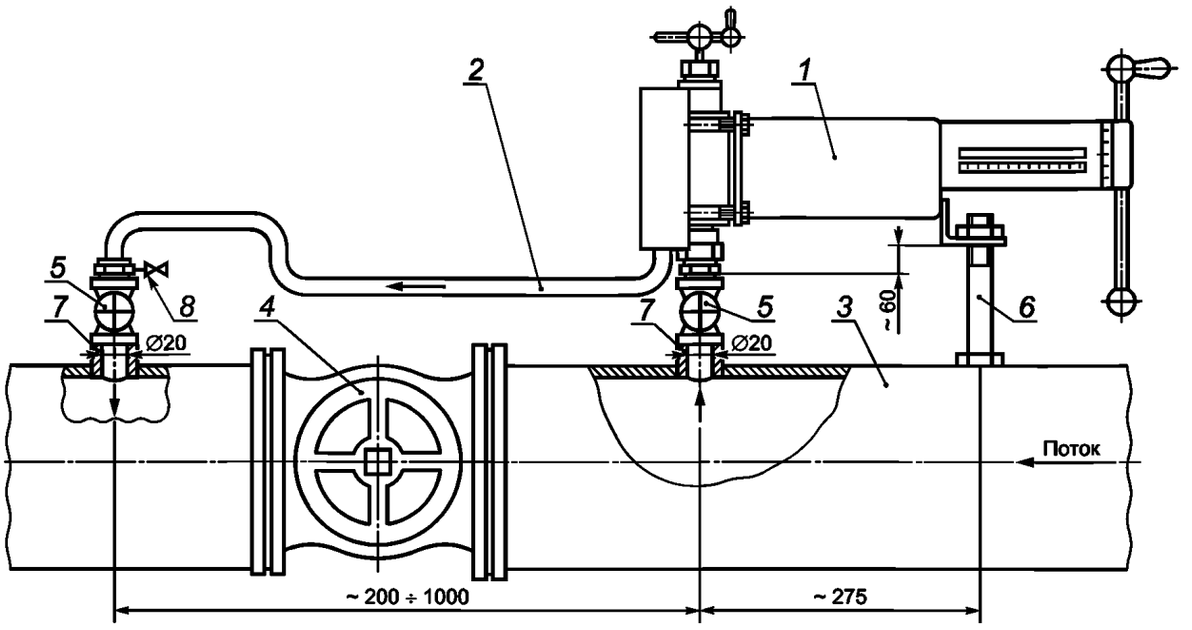
А.3.1 Действие прибора основано на том, что при сжатии пробы газожидкостной смеси после перехода ее из двухфазного в однофазное состояние характер зависимости давления от изменения объема пробы становится линейным.

А.3.2 Содержание свободного газа в пробе определяют по полученным значениям давления и изменению объема расчетным путем.



1 — пробоотборная камера; *2* — термостатирующая рубашка; *3* — клапанный узел; *4* — манометрический узел; *5* — плунжер; *6* — линейная шкала; *7* — визир; *8* — лимб; *9* — корпус

Рисунок А.1 — Общий вид прибора УОСГ-100 СКП



1 — прибор УОСГ-100 СКП; *2* — соединительный шланг; *3* — трубопровод; *4* — задвижка (местное гидравлическое сопротивление); *5* — вентиль D_y 20 ($R\ ^3/_4''$); *6* — болт М 16; *7* — входной и выходной штуцера; *8* — кран

Рисунок А.2 — Схема подключения прибора УОСГ-100 СКП к трубопроводу (вид сверху)

Приложение Б
(справочное)

Прибор АЛП-01ДП(м)

Б.1 Назначение прибора

Б.1.1 Прибор АЛП-01ДП(м) (далее — прибор) предназначен для измерения содержания в нефти растворенного газа и давления насыщенных паров (ДНП) нефти и нефтепродуктов.

Б.1.2 Прибор применяют для оценки качества сырой и товарной нефти, определения поправочных коэффициентов на наличие растворенного газа при измерении количества нефти в соответствии с НД[1)].

Б.2 Технические данные:

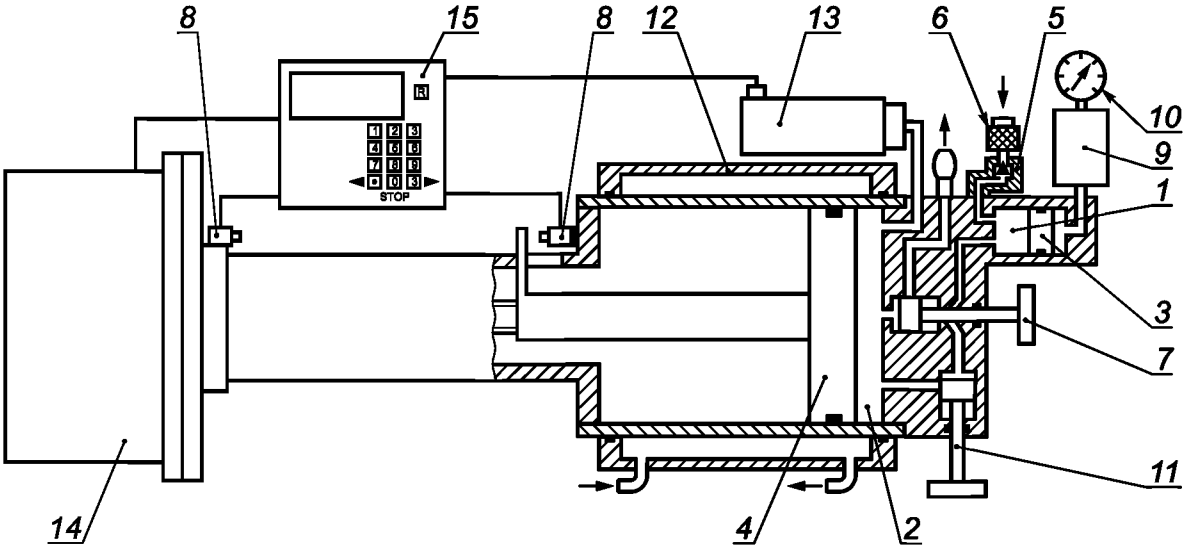
- диапазон измерения давления . . . . . от 10 до 160 кПа;
- пределы суммарной абсолютной погрешности измерения давления . . . . . ±1 кПа;
- максимальное соотношение вместимости измерительной камеры и объема отбираемой пробы, не менее 20;
- пределы относительной погрешности задания соотношения вместимости измерительной камеры и объема отбираемой пробы, не более . . . . . ±2,5 %;
- давление ввода пробы в измерительную камеру . . . . . от 1,2 до 1,5 МПа;
- температура рабочей среды . . . . . от 10 °С до 60 °С;
- температура окружающей среды . . . . . от 15 °С до 35 °С;
- рабочая среда . . . . . нефть и нефтепродукты;
- масса, не более . . . . . 15 кг;
- потребляемая мощность в номинальном режиме работы, не более . . . . . 50 Вт;
- габариты, не более . . . . . 310 × 260 × 180 мм.

Б.3 Устройство прибора

Б.3.1 Прибор (см. рисунок Б.1) функционально состоит из измерительного блока с приводом и узла управления.

Б.3.2 Измерительный блок имеет в своем составе: дозировочную *1* и измерительную *2* камеры с подвижными поршнями *3*, *4*; входной клапан *5* с фильтром *6*; выходной вентиль со штуцером *7*; микровыключатели *8*; узел турбулизации с газовой камерой *9*, заполненной азотом, манометром *10* и вентилем *11*; термостатирующую рубашку *12*; датчик давления *13*; электродвигатель *14*.

Б.3.3 Узел управления *15* связан с электродвигателем *14*, датчиком давления *13* и микровыключателями *8*. Он обеспечивает работу прибора в режимах измерений ДНП и растворенного газа.



1 — дозировочная камера; *2* — измерительная камера; *3*, *4* — подвижные поршни; *5* — входной клапан; *6* — фильтр; *7* — выходной вентиль со штуцером; *8* — микровыключатели; *9* — узел турбулизации; *10* — манометр; *11* — вентиль; *12* — термостатирующая рубашка; *13* — газовая камера; *14* — электродвигатель; *15* — узел управления

Рисунок Б.1 — Принципиальная схема прибора АЛП-01ДП(м)

[1)] На территории Российской Федерации действует ГОСТ Р 8.601—2003.

Б.4 Принцип действия прибора

Б.4.1 Принцип действия прибора основан на герметичном отборе пробы нефти, создании заданного соотношения фаз «нефть—газ», приведении этой системы путем турбулизации в термодинамическое равновесие с поддержанием необходимой температуры и регистрацией давления.

Приложение В
(справочное)

Индивидуальный пробоотборник ИП-1(м)

В.1 Назначение

В.1.1 Индивидуальный пробоотборник ИП-1(м) (далее — пробоотборник) предназначен для герметичного отбора проб нефти и нефтепродуктов (далее — продукт) из трубопровода и подачи их в измерительный прибор.

В.1.2 Пробоотборник применяют для герметичной подачи под давлением проб продукта в прибор, при проведении измерений содержания растворенного газа в нефти и давления насыщенных паров.

В.2 Технические данные:

- максимальный объем отбираемой пробы . . . . . 250 мл;
- максимальное давление отбора проб . . . . . 6,0 МПа;
- максимальное давление подачи проб в прибор . . . . . 1,6 МПа;
- масса, не более . . . . . 5 кг;
- габаритные размеры, не более . . . . . $200 \times 380 \times 150$ мм.

В.3 Устройство пробоотборника

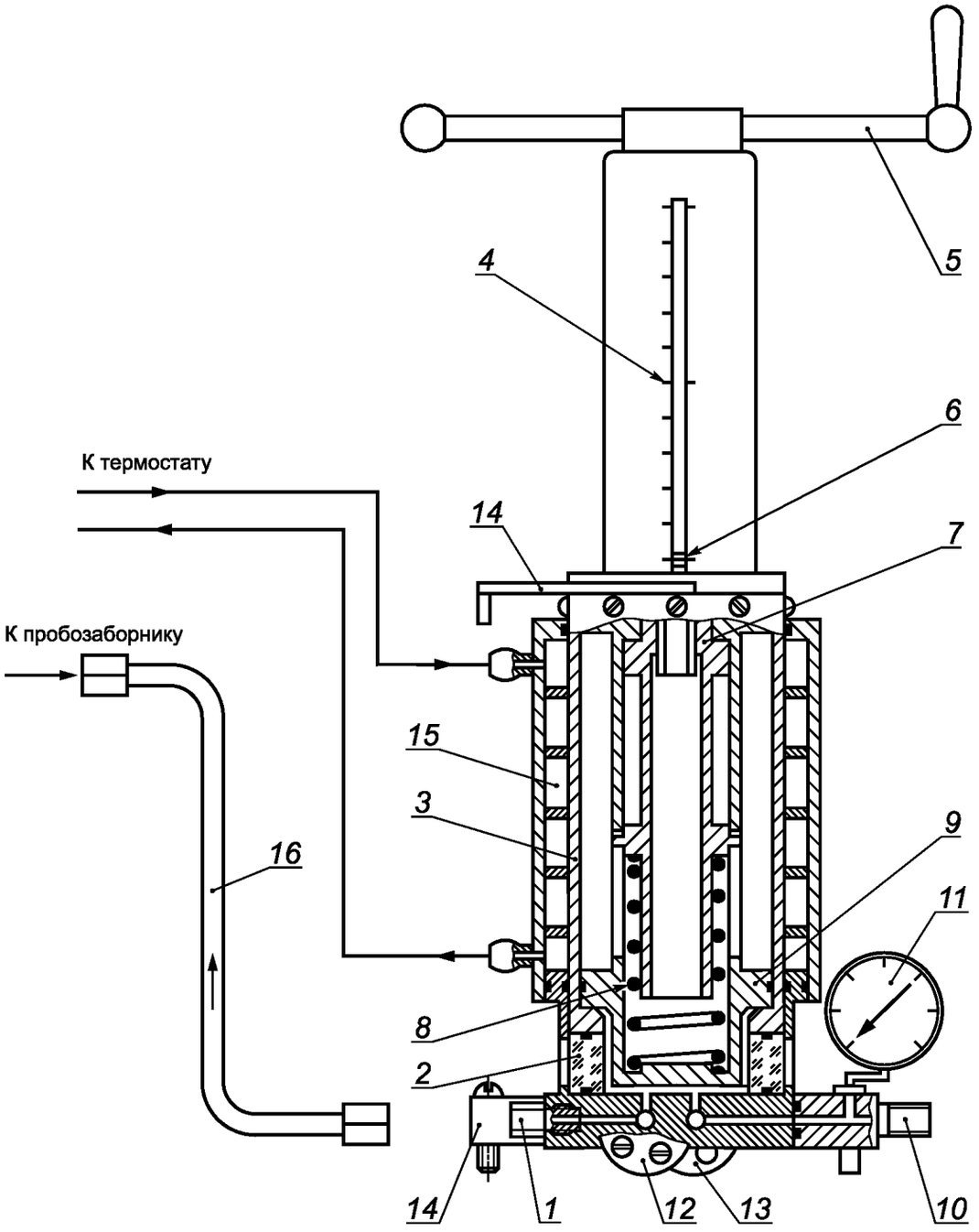
В.3.1 Пробоотборник (см. рисунок В.1) состоит из заборной камеры и поршневого узла.

В.3.2 Заборная камера имеет в своем составе: входной штуцер *1*; рабочий цилиндр, нижняя часть *2* которого выполнена из оргстекла, а верхняя *3* — из стали; выходной штуцер *10*; термостатирующую рубашку *15*; манометр *11*; входной вентиль *12*; выходной вентиль *13*; опору *14*.

В.3.3 Поршневой узел состоит из линейной шкалы *4*, штурвала *5*, визира *6*, штока *7*, пружины *8* и поршня *9*.

В.4 Принцип работы

4.1 Принцип работы пробоотборника заключается в принудительном поршневом отборе пробы и подаче проб, имеющих заданную температуру, в прибор на анализ под давлением с сохранением герметичности.



1 — входной штуцер; *2* — нижняя часть рабочего цилиндра; *3* — верхняя часть рабочего цилиндра; *4* — линейная шкала; *5* — штурвал; *6* — визир; *7* — шток; *8* — пружина; *9* — поршень; *10* — выходной штуцер; *11* — манометр; *12* — входной вентиль; *13* — выходной вентиль; *14* — опора; *15* — термостатирующая рубашка; *16* — шланг

Рисунок В.1 — Схема индивидуального пробоотборника ИП-1(м)

Приложение Г
(справочное)

Индивидуальный пробоотборник ИП-3

Г.1 Назначение

Индивидуальный пробоотборник ИП-3 (далее — пробоотборник) предназначен для герметичного отбора проб нефти и нефтепродуктов (далее — продукт) из трубопровода и принудительной их подачи в измерительный прибор.

По устойчивости к климатическим воздействиям пробоотборник соответствует исполнению УХЛ категории I.I по ГОСТ 15150 для работы при температуре от минус 45 °С до плюс 40 °С.

Г.2 Технические данные:

- максимальный объем отбираемой пробы . . . . . 250 мл;
- максимальное давление отбора P_{max} . . . . . 6 МПа;
- минимальное давление отбора. . . . . 0 МПа;
- возможность подключения к термостату . . . . . имеет;
- температура окружающей среды . . . . . от минус 45 °С до плюс 40 °С;
- рабочая среда — нефть и нефтепродукты со следующими характеристиками:
  - плотность . . . . . 670—950 кг/м^3;
  - вязкость. . . . . 0,5...250 мм^2/с;
- габаритные размеры. . . . . 350 × 195 × 135 мм;
- масса, не более. . . . . 4,0 кг.

Г.3 Устройство и принцип работы

Г.3.1 Принцип действия

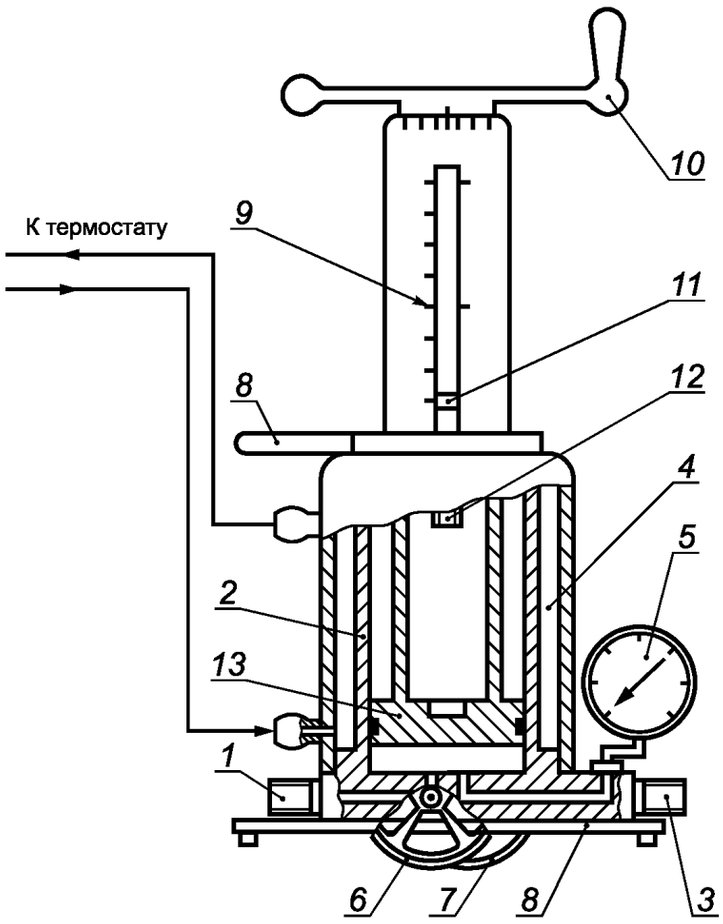
Принцип действия пробоотборника основан на герметичном отборе пробы продукта из трубопровода с использованием рукава высокого давления и переходника.

Г.3.2 Устройство пробоотборника

Пробоотборник (см. рисунок Г.1) состоит из заборной камеры и поршневого узла.

Заборная камера включает в себя входной штуцер *1*, цилиндр *2*, выходной штуцер *3*, термостатирующую рубашку *4*, манометр *5*, входной вентиль *6*, выходной вентиль *7* и установочные опоры *8*.

Поршневой узел включает линейную шкалу *9*, штурвал *10*, визир *11*, ходовой винт *12*, шток с поршнем *13*.



1 — входной штуцер; *2* — цилиндр; *3* — выходной штуцер; *4* — термостатирующая рубашка; *5* — манометр; *6* — входной вентиль; *7* — выходной вентиль; *8* — установочные опоры; *9* — линейная шкала; *10* — штурвал; *11* — визир; *12* — ходовой винт; *13* — шток с поршнем

Рисунок Г.1 — Пробоотборник ИП-3

УДК 665.6:531.787:006.354 ОКС 17.020 Т86.5

Ключевые слова: нефть, нефтепродукт, содержание свободного газа, содержание растворенного газа, методика измерений

Рекомендации по межгосударственной стандартизации

РМГ 104—2010

Государственная система обеспечения единства измерений

НЕФТЬ

Остаточное газосодержание.
Методика измерений

Редактор *А.Д. Чайка*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *А.С. Черноусова*
Компьютерная верстка *В.И. Грищенко*

Сдано в набор 11.02.2013. Подписано в печать 13.03.2013. Формат 60×84 1/8. Гарнитура Ариал. Усл. печ. л. 2,32. Уч.-изд. л. 1,55. Тираж 148 экз. Зак. 273.

ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

Набрано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» на ПЭВМ.
Отпечатано в филиале ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» — тип. «Московский печатник», 105062 Москва, Лялин пер., 6.

gost.e-ecolog.ru