МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ
(МГС)
INTERSTATE COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION
(ISC)

РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО МЕЖГОСУДАРСТВЕННОЙ
СТАНДАРТИЗАЦИИ

**РМГ
107—
2010**

Государственная система обеспечения единства измерений

ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ПОТЕРИ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕФТИ ОТ ИСПАРЕНИЯ

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 № 38—2010 от 25 ноября 2010 г.)

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. № 1052-ст рекомендации по межгосударственной стандартизации РМГ 107—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 Требования к погрешности измерений . . . 1
4 Средства измерений и вспомогательные устройства . . . 2
5 Метод измерений . . . 2
6 Требования безопасности и охраны окружающей среды . . . 2
7 Требования к квалификации исполнителей . . . 2
8 Условия измерений . . . 2
9 Подготовка к измерениям . . . 3
10 Измерения . . . 3
11 Определение потерь нефти . . . 5
12 Определение потерь нефти, предотвращаемых при эксплуатации систем УЛФ . . . 6
13 Контроль точности . . . 6
Приложение А (справочное) Принципиальная схема размещения технических средств при определении количества выделяющихся углеводородов и соответствующего ему ДНП . . . 7
Приложение Б (справочное) Индивидуальный пробоотборник ИП-1М . . . 8
Приложение В (справочное) Испарительная камера ИК-2 . . . 10
Приложение Г (справочное) Пробоотборник ИП-3М . . . 12
Приложение Д (справочное) Прибор АЛП-01 ДП-01 . . . 14
Библиография . . . 15

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО МЕЖГОСУДАРСТВЕННОЙ СТАНДАРТИЗАЦИИ

Государственная система обеспечения единства измерений

ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ПОТЕРИ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕФТИ ОТ ИСПАРЕНИЯ

Методика измерений

State system for ensuring the uniformity of measurements. Potential losses of hydrocarbons in oil from transpiration. Procedure of measurements

Дата введения — 2013—01—01

1 Область применения

Настоящие рекомендации устанавливают методику измерений массовой доли выделяющихся в резервуарах углеводородов, потерь нефти фактических, возникающих при ее подготовке и хранении, и потенциальных, предотвращаемых при эксплуатации систем улавливания легких фракций (УЛФ), в диапазоне от 0,1 до 1,0 % масс. при поступлении нефти с давлением насыщенных паров (ДНП) не выше нормируемой величины и в диапазоне от 1,0 до 2,0 % масс. при поступлении нефти с ДНП выше нормируемой величины.

Рекомендации распространяются на нефти и смеси нефтей со следующими характеристиками:

- плотность . . . . . 780—950 кг/м^3;
- вязкость . . . . . 1,2—250 мм^2/с.

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

Примечание — При пользовании настоящими рекомендациями целесообразно проверить действие ссылочных стандартов на территории государства по соответствующему указателю стандартов, составленному 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 Требования к погрешности измерений

Доверительные границы абсолютной погрешности измерений массовой доли выделяющихся в резервуарах углеводородов и потерь:

- при поступлении в них нефти с ДНП не выше нормируемой величины в диапазоне от 0,1 до 1,0 % масс. — ± 0,05 % масс.;
- при поступлении в них нефти с ДНП выше нормируемой величины в диапазоне от 1,0 до 2,0 % масс. — ± 0,15 % масс.

Издание официальное

4 Средства измерений и вспомогательные устройства

При выполнении измерений применяют следующие средства измерений и вспомогательные устройства:

- автоматический лабораторный прибор АЛП-01 ДП-01 по [1];
- индивидуальный пробоотборник ИП-1М по [2] для нефти, содержащей воду в свободном состоянии и газ;
- индивидуальный пробоотборник ИП-3М по [3] для нефти, не содержащей воду в свободном состоянии и газ;
- испарительная камера ИК-2 по [4];
- термостат с диапазоном регулирования температуры от 20 °С до 60 °С и обеспечивающий стабильность поддержания температуры ± 0,1 °С;
- весы лабораторные микрокомпьютерные модели ВЛМК-550, класс точности 4, с погрешностью не более 20 мг;
- барометр-анероид типа БАММ-1 по [5].

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

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

5 Метод измерений

Метод измерений основан на том, что в процессе испарения из нефти преимущественно выделяются легкие углеводороды, вследствие чего ее ДНП снижается, и заключается в установлении зависимости ДНП от количества выделившихся углеводородов с последующим определением их массовой доли по величине ДНП на входе и выходе объекта.

6 Требования безопасности и охраны окружающей среды

6.1 При измерениях соблюдают требования безопасности, приведенные в паспортах на средства измерений и вспомогательные устройства.

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

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

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

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

7 Требования к квалификации исполнителей

К измерениям допускают лиц (лаборантов или операторов), изучивших настоящие рекомендации, инструкции на прибор АЛП-01 ДП-01, индивидуальные пробоотборники, термостат, весы, имеющих специальную подготовку по эксплуатации этих технических средств и прошедших инструктаж по технике безопасности.

8 Условия измерений

При проведении измерений соблюдают следующие условия:

- температура окружающего воздуха . . . . . (25 ± 10) °С;
- температура исследуемой нефти при измерениях ДНП. . . . . 37,8 °С.

9 Подготовка к измерениям

9.1 Подготовка технических средств

9.1.1 Прибор АЛП-01 ДП-01 подготавливают к проведению измерений ДНП нефти в ручном режиме работы в соответствии с руководством по эксплуатации.

9.1.2 Весы лабораторные, термостат и индивидуальные пробоотборники подготавливают к работе согласно инструкциям по их эксплуатации.

9.1.3 Взвешивают стакан испарительной камеры совместно с поршнем ($M_с$).

9.1.4 Собирают испарительную камеру, приводят поршень в нижнее положение и подключают к прибору АЛП-01 ДП-01 (см. рисунок А.1, приложение А).

9.2 Отбор пробы нефти

9.2.1 Подключают индивидуальный пробоотборник ИП-1М или ИП-3М к пробозаборному устройству трубопровода и отбирают пробу нефти согласно приложению Б или Г при технологическом режиме, обеспечивающем максимально возможную величину ДНП для обследуемого объекта.

9.2.2 Отключают индивидуальный пробоотборник от пробозаборного устройства и подключают через фильтр к испарительной камере и прибору АЛП-01 ДП-01 (см. рисунок А.1, приложение А).

9.2.3 Подключают термостат к прибору АЛП-01 ДП-01, устанавливают температуру 37,8 °С и выдерживают до ее стабилизации.

10 Измерения

10.1 Определение зависимости ДНП нефти от количества выделившихся из нее углеводородов

10.1.1 Определение ДНП нефти, отобранной на входе обследуемого объекта

10.1.1.1 При закрытых входном и выходном клапанах испарительной камеры (приложение В) открывают вначале выходной вентиль пробоотборника, а затем вентиль-распределитель испарительной камеры.

10.1.1.2 Приводят поршни прибора (приложение Д) в нижнее положение.

10.1.1.3 Путем движения поршней прибора вверх отбирают пробу нефти, затем поршни последовательно приводят вначале в нижнее положение, а затем в верхнее положение, при этом происходят промывка камер прибора и отбор пробы для измерения ДНП P_0.

10.1.1.4 Приводят поршни прибора в нижнее положение и снимают показания ДНП P_0.

10.1.2 Заполнение испарительной камеры нефтью

10.1.2.1 Заполняют испарительную камеру нефтью (см. приложение В).

10.1.2.2 После заполнения испарительной камеры нефтью закрывают вентиль-распределитель и отсоединяют от него пробоотборник с рукавом и фильтром (см. приложение А).

10.1.3 Определение исходной массы нефти, отобранной в испарительную камеру

10.1.3.1 После проведения операции по 10.1.2 откручивают крепежные винты (см. приложение В), затем, поддерживая одной рукой стакан, другой рукой выкручивают стяжные толкатели из поршня, разделяя его на верхнюю и нижнюю части, плавно опускают стакан с нижней частью поршня на весы и фиксируют массу стакана $M_{сн1}$, г, заполненного нефтью.

10.1.3.2 Исходную массу нефти $M_{н1}$, г, определяют по формуле

$$M_{н1} = M_{сн1} - M_с, \quad (1)$$

где $M_{сн1}$ — масса стакана, заполненного нефтью (по 10.1.3.1), г;

$M_с$ — масса стакана испарительной камеры (по 9.1.3), г.

10.1.4 Определение ДНП нефти в процессе испарения

10.1.4.1 После проведения операций по 10.1.3 выдерживают по времени так, чтобы масса нефти в стакане уменьшилась на величину, примерно равную 10 % максимально ожидаемых потерь на обследуемом объекте, и вычисляют расчетную массу испаряющихся из нефти углеводородов $\Delta M_{1Р}$, г, по формуле

$$\Delta M_{1р} = (0{,}1 \cdot \Delta M_{max} \cdot M_{н1}) /100, \quad (2)$$

где ΔM_{max} — массовая доля максимально ожидаемых потерь на обследуемом объекте, %.

Фактическую массовую долю испарившихся из нефти углеводородов ΔM_1, % масс., рассчитывают по результатам взвешивания остатка нефти в стакане по формуле

$$\Delta M_1 = [(M_{сн1} - M_{ост1})/M_{н1}] \cdot 100, \quad (3)$$

где $M_{ост1}$ — масса стакана с остатком нефти после первого цикла испарения, г.

10.1.4.2 Снимают стакан с весов, соединяют верхнюю и нижнюю части поршня, вкручивают крепежные винты (см. приложение В) и подключают испарительную камеру через вентиль-распределитель к прибору (см. приложение А).

10.1.4.3 Открывают входной клапан испарительной камеры и на ручном режиме работы прибора путем перемещения поршней прибора вверх и вкручивания вспомогательных толкателей вначале отбирают около 8 мл нефти, а затем, приводя поршни последовательно в нижнее и верхнее положения, проводят промывку камер прибора и отбор пробы для измерения ДНП P_1 после первого цикла испарения.

10.1.4.4 Закрывают входной клапан испарительной камеры, проводят операции по 10.1.3.1 и 10.1.3.2 и определяют $M_{сн2}$ и $M_{н2}$.

10.1.4.5 Выдерживают по времени так, чтобы масса нефти в стакане $M_{н2}$ уменьшилась еще примерно на 10 % максимально ожидаемых потерь на объекте, и вычисляют расчетную массу выделяющихся из нефти углеводородов при втором цикле испарения $\Delta M_{2р}$, г, по формуле

$$\Delta M_{2р} = (0{,}1 \cdot \Delta M_{max} \cdot M_{н2})/100. \quad (4)$$

Фактическую массовую долю выделившихся из нефти углеводородов ΔM_2 при втором цикле испарения рассчитывают по результатам взвешивания остатка нефти в стакане по формуле

$$\Delta M_2 = [(M_{сн2} - M_{ост2})/M_{н2}] \cdot 100, \quad (5)$$

где $M_{ост2}$ — масса стакана с остатком нефти после второго цикла испарения, г.

10.1.4.6 Проводят операции по 10.1.4.2, приводят поршни прибора в нижнее положение и снимают показание ДНП P_1 после первого цикла испарения.

10.1.4.7 Проводят операции по 10.1.4.3, проводя промывку камер прибора и отбор пробы для измерения ДНП P_2 после второго цикла испарения.

10.1.4.8 Закрывают входной клапан испарительной камеры, проводят операции по 10.1.3.1, 10.1.3.2 и вычисляют $M_{сн3}$ и $M_{н3}$.

10.1.4.9 Выдерживают по времени так, чтобы масса нефти в стакане $M_{н3}$ уменьшилась еще примерно на 60 % максимально ожидаемых потерь на объекте, и вычисляют расчетную массу выделяющихся из нефти углеводородов при третьем цикле испарения $\Delta M_{3р}$, г, по формуле

$$\Delta M_{3р} = (0{,}6 \cdot \Delta M_{max} \cdot M_{н3})/100. \quad (6)$$

Фактическую массовую долю выделившихся из нефти углеводородов ΔM_3 при третьем цикле испарения рассчитывают по результатам взвешивания остатка нефти в стакане по формуле

$$\Delta M_3 = [(M_{сн3} - M_{ост3})/M_{н3}] \cdot 100, \quad (7)$$

где $M_{ост3}$ — масса стакана с остатком нефти после третьего цикла испарения, г.

10.1.4.10 Проводят операции по 10.1.4.2, приводят поршни прибора в нижнее положение и снимают показание ДНП P_2 после второго цикла испарения.

10.1.4.11 Проводят операции по 10.1.4.3, проводя промывку камер прибора и отбор пробы для измерения ДНП P_3 после третьего цикла испарения.

10.1.4.12 Закрывают входной клапан испарительной камеры, проводят операции по 10.1.3.1, 10.1.3.2 и вычисляют $M_{сн4}$ и $M_{н4}$.

10.1.4.13 Выдерживают по времени так, чтобы масса нефти в стакане $M_{н4}$ уменьшилась примерно на 10 % максимально ожидаемых потерь на объекте, и вычисляют расчетную массу выделяющихся из нефти углеводородов при четвертом цикле испарения $\Delta M_{4р}$, г, по формуле

$$\Delta M_{4р} = (0{,}1 \cdot \Delta M_{max} \cdot M_{н4})/100. \quad (8)$$

Фактическую массовую долю выделившихся из нефти углеводородов при четвертом цикле испарения ΔM_4 рассчитывают по результатам взвешивания остатка нефти в стакане по формуле

$$\Delta M_4 = [(M_{сн4} - M_{ост4})/M_{н4}] \cdot 100, \quad (9)$$

где $M_{ост4}$ — масса стакана с остатком нефти после четвертого цикла испарения, г.

10.1.4.14 Проводят операции по 10.1.4.2, приводят поршни прибора в нижнее положение и снимают показание ДНП P_3 после третьего цикла испарения.

10.1.4.15 Проводят операции по 10.1.4.3, проводя промывку камер прибора и отбор пробы для измерения ДНП P_4 после четвертого цикла испарения.

10.1.4.16 Закрывают входной клапан испарительной камеры, проводят операции по 10.1.3.1, 10.1.3.2 и вычисляют $M_{сн5}$ и $M_{н5}$.

10.1.4.17 Выдерживают по времени так, чтобы масса нефти в стакане $M_{н5}$ уменьшилась еще примерно на 10 % максимально ожидаемых потерь на объекте, и вычисляют расчетную массу выделяющихся из нефти углеводородов при пятом цикле испарения $\Delta M_{5р}$, г, по формуле

$$\Delta M_{5р} = (0{,}1 \cdot \Delta M_{max} \cdot M_{н5})/100. \quad (10)$$

Фактическую массовую долю выделившихся из нефти углеводородов при пятом цикле испарения ΔM_5 рассчитывают по результатам взвешивания остатка нефти в стакане по формуле

$$\Delta M_5 = [(M_{сн5} - M_{ост5})/M_{н5}] \cdot 100, \quad (11)$$

где $M_{ост5}$ — масса стакана с остатком нефти после пятого цикла испарения, г.

10.1.4.18 Проводят операции по 10.1.4.2, приводят поршни прибора в нижнее положение и снимают показание ДНП P_4 после четвертого цикла испарения.

10.1.4.19 Проводят операции по 10.1.4.3, проводя промывку камер прибора и отбор пробы для измерения ДНП P_5 после пятого цикла испарения.

10.1.4.20 Выдерживают в течение 15 мин, поршни прибора приводят в нижнее положение и снимают показание ДНП P_5 после пятого цикла испарения.

10.1.4.21 Операции по 9.2 и 10.1 повторяют еще дважды при одинаковых значениях ΔM_1, ΔM_2, ΔM_3, ΔM_4 и ΔM_5, а затем рассчитывают средние величины ДНП $\overline{P}_0, \overline{P}_1, \overline{P}_2, \overline{P}_3, \overline{P}_4, \overline{P}_5$ и соответствующее им суммарное количество выделившихся углеводородов: $M_1 = \Delta M_1$; $M_2 = \Delta M_1 + \Delta M_2$; $M_3 = \Delta M_1 + \Delta M_2 + \Delta M_3$; $M_4 = \Delta M_1 + \Delta M_2 + \Delta M_3 + \Delta M_4$; $M_5 = \Delta M_1 + \Delta M_2 + \Delta M_3 + \Delta M_4 + \Delta M_5$.

10.1.4.22 Испарительную камеру разбирают, промывают растворителем и сушат.

10.1.5 Обработка и оформление результатов измерений

10.1.5.1 Если исследуемая нефть имеет обводненность свыше 1 %, то рассчитывают откорректированные значения:

- массовых долей испарившихся из нефти углеводородов ΔM_i при каждом цикле испарения по формуле

$$M_i' = \frac{M_i}{\left(1 - \frac{W_в}{100}\right)}, \quad (12)$$

где $W_в$ — массовая доля воды в нефти, %;

- средних величин ДНП $\overline{P}_i'$ при каждом цикле испарения по формуле

$$\overline{P}_i' = \frac{\overline{P}_i'}{\left(1 - \frac{\varphi_в}{100}\right)} - P_в \cdot \frac{\varphi_в}{100}, \quad (13)$$

где $\varphi_в$ — объемная доля воды в нефти, %;

$P_в$ — давление насыщенных паров содержащейся в нефти воды.

10.1.5.2 Полученные результаты после обработки оформляют в виде таблицы зависимости $P_н = f(M)$ для исследованной нефти. Зависимость считают постоянной в течение года, если компонентный состав поступающей на объект нефти остается неизменным.

11 Определение потерь нефти

11.1 Для определения фактических или потенциальных потерь на эксплуатируемом объекте проводят измерения ДНП нефти на его входе $P_{вх}$ и выходе $P_{вых}$. При этом соблюдают условие $P_i \le P_{вх} \le \overline{P}_0$, а $\overline{P}_n \ge P_{вых} \ge \overline{P}_5$.

11.2 По имеющейся зависимости $P_н = f(M)$ и полученным значениям $P_{вх}$ и $P_{вых}$ вычисляют величину потерь нефти на объекте по формуле

$$M = \frac{\bar{P}_n - P_{вых}}{\bar{P}_n - \bar{P}_5}(M_5 - M_n) + M_n - M_i\frac{\bar{P}_0 - P_{вх}}{\bar{P}_0 - \bar{P}_i}, \quad (14)$$

где M_n — суммарная массовая доля выделившихся углеводородов, при которой значение ДНП ($\bar{P}_n$) максимально приближено с бóльшей стороны к величине ДНП на выходе объекта ($P_{вых}$), % масс.;

M_i — суммарная массовая доля выделившихся углеводородов, при которой значение ДНП ($\bar{P}_i$) максимально приближено с наименьшей стороны к значению ДНП на входе объекта ($P_{вх}$), % масс.;

$\bar{P}_0$, $\bar{P}_5$ и M_5 — соответствуют значениям ДНП и суммарной массе выделившихся углеводородов по 10.1.4.21.

12 Определение потерь нефти, предотвращаемых при эксплуатации систем УЛФ

12.1 Масса предотвращаемых потерь равна сумме масс углеводородов, сохраненных в нефти ($M_п - M_{пу}$) за счет герметизации резервуаров, и углеводородов, уловленных ($M_{пу}$) системой УЛФ.

12.2 При работе объекта в обычном режиме определяют значение $M_п$.

12.3 Подключают систему УЛФ, дают наработку в течение суток для полной откачки имевшегося до пуска установки в системе воздуха, измеряют значения ДНП на входе $P'_{вх}$ и выходе $P'_{вых}$ объекта и в соответствии с разделом 11 определяют значение удельной массы выделившихся углеводородов $M_{пв}$, которая численно равна количеству уловленных системой УЛФ углеводородов:

$$M_{пв} = M_{пу}. \quad (15)$$

12.4 Вычисляют относительное значение количества сохраненных углеводородов

$$C = \frac{M_п - M_{пу}}{M_{пу}}. \quad (16)$$

12.5 Удельную массу потенциальных потерь нефти, предотвращаемых за заданный отрезок времени, вычисляют по формуле

$$M_{пр} = \overline{M_{пу}}\,(1 + C), \quad (17)$$

где $\overline{M_{пу}}$ — усредненная удельная масса уловленных углеводородов за заданный календарный отрезок времени.

13 Контроль точности

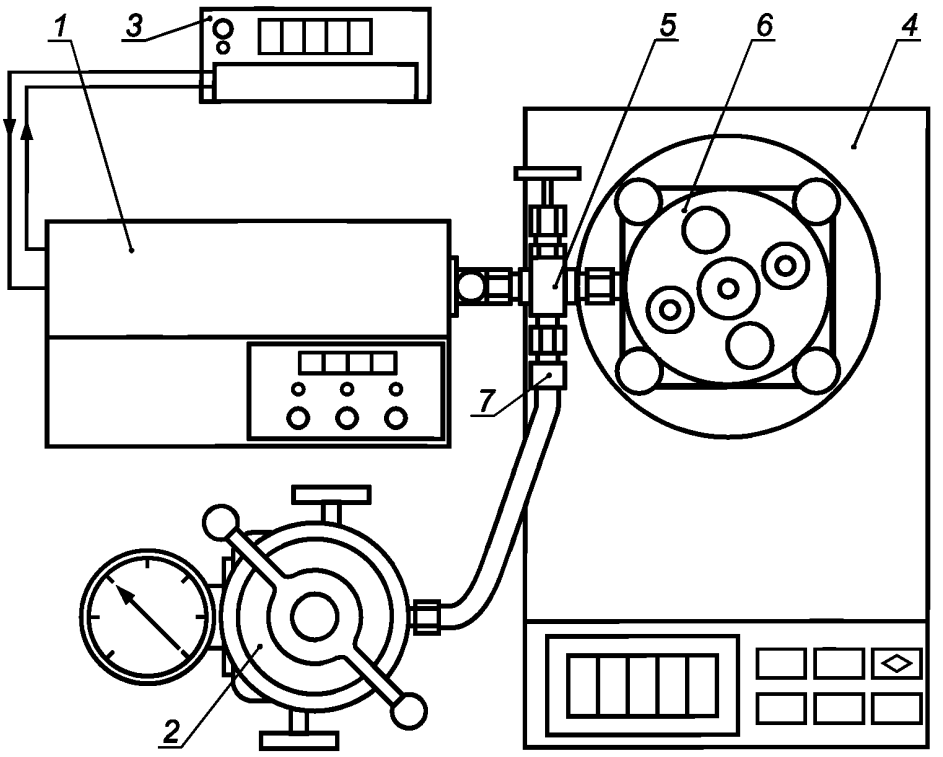
Расхождение между двумя результатами измерений потерь углеводородов в условиях повторяемости не должно превышать значений, приведенных в таблице 1.

Таблица 1

Диапазон измерений потерь углеводородов, % масс.	Повторяемость r, % масс.
От 0,1 до 1,0	0,05
» 1,0 » 2,0	0,15

Приложение А
(справочное)

Принципиальная схема размещения технических средств при определении количества выделяющихся углеводородов и соответствующего ему ДНП



1 — прибор АЛП-01 ДП-01; *2* — индивидуальный пробоотборник; *3* — термостат; *4* — весы лабораторные; *5* — распределитель; *6* — испарительная камера; *7* — фильтр

Рисунок А.1 — Схема размещения технических средств

Приложение Б
(справочное)

Индивидуальный пробоотборник ИП-1М

Б.1 Технические характеристики

Индивидуальный пробоотборник ИП-1М предназначен для отбора проб нефти, газа и нефтепродуктов, их подачи в прибор на измерение. Пробоотборник работает как в горизонтальном, так и в вертикальном положении.

Б.1.1 Объем отбираемой пробы . . . . . 250 мл.

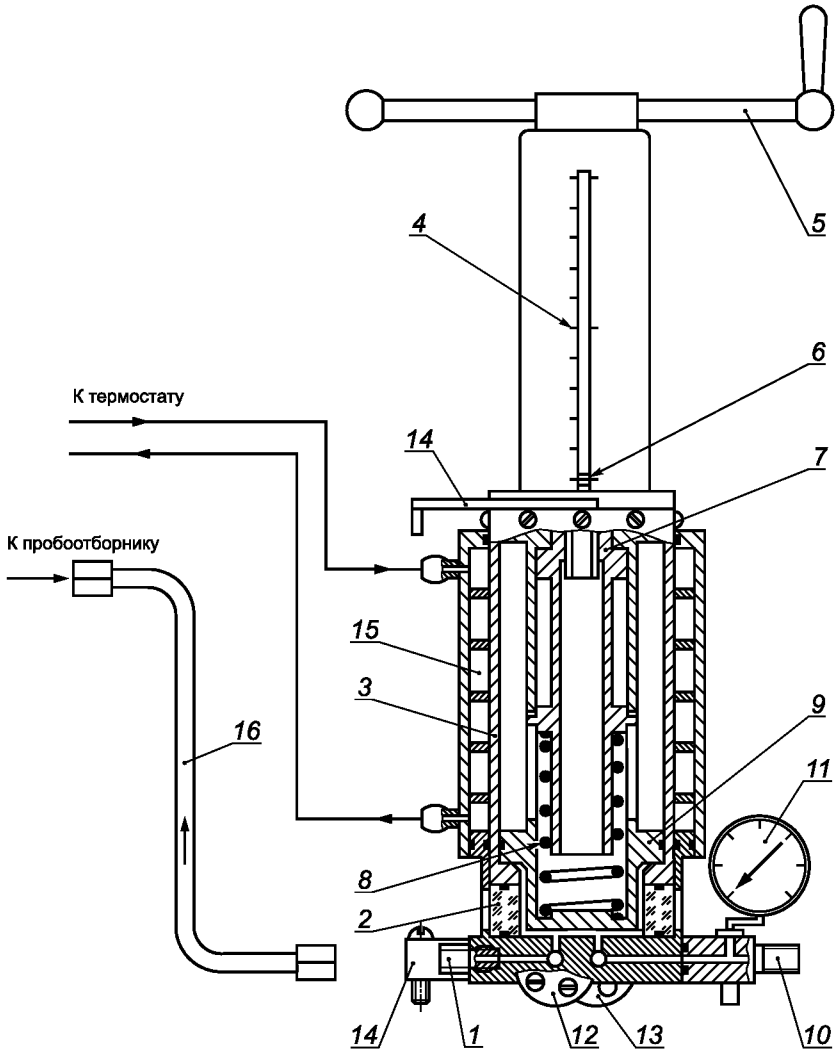
Б.1.2 Максимальное давление отбора . . . . . 6,0 МПа.

Б.1.3 Масса, не более . . . . . 5 кг.

Б.1.4 Габаритные размеры . . . . . 200 × 380 × 150 мм.

Б.2 Устройство пробоотборника

Пробоотборник состоит из заборной камеры и пресса (рисунок Б.1).



Заборная камера: *1* — входной штуцер; *2* — нижняя часть рабочего цилиндра, выполненного из оргстекла; *3* — верхняя стальная часть цилиндра; *10* — выходной штуцер; *11* — манометр; *12* — входной вентиль; *13* — выходной вентиль; *14* — опора; *15* — термостатирующая рубашка; *16* — шланг высокого давления.

Пресс: *4* — линейная шкала; *5* — рукоятка; *6* — визир; *7* — шток; *8* — пружина; *9* — поршень

Рисунок Б.1 — Схема индивидуального пробоотборника ИП-1М

Б.3 Заполнение пробоотборника

Пробоотборник подсоединяют к пробозаборнику с помощью шланга высокого давления *16.* Надевают на выходной штуцер *10* резиновую трубку, направленную в открытую сборную емкость, и открывают пробозаборник. Открывают входной *12* и выходной *13* вентили, сливают около 50 мл продукта и закрывают выходной вентиль *13.* Вращением рукоятки до упора вверх отбирают пробу и закрывают входной вентиль *12.* Если в заборную камеру попали свободная вода или газ, то их необходимо выпустить вращением рукоятки *5*, установив пробоотборник горизонтально, открыв выходной вентиль *13.* Закрывают выходной вентиль *13*, вращением рукоятки *5* до упора вверх заполняют камеру нефтью, закрывают входной вентиль *12* и отсоединяют пробоотборник.

Если температура отбираемого продукта t ниже максимально ожидаемой температуры t_{max} при транспортировании и хранении пробоотборника, то необходимо приоткрытием выходного вентиля *13* слить продукт объемом V, мл, равным 0,25 ($t_{max} - t$).

Для обеспечения подачи продукта с заданной температурой пробоотборник подключают к термостату.

Приложение В
(справочное)

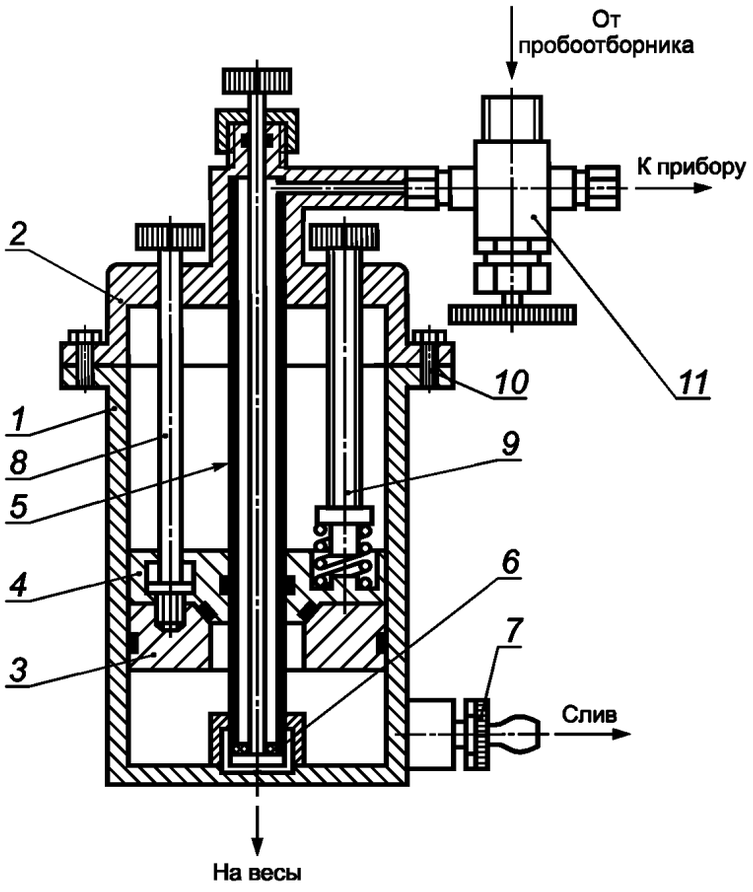
Испарительная камера ИК-2

В.1 Технические характеристики

Испарительная камера ИК-2 предназначена для испарения нефти и получения (в комплекте с другими техническими средствами) зависимости давления насыщенных паров от массы выделившихся углеводородов. Получаемая зависимость позволяет при наличии информации о величинах давления паров до и после объекта определить в нем потери.

В.1.1 Вместимость камеры, не менее . . . . . 170 мл.
В.1.2 Максимальное давление, не более . . . . . 0,3 МПа.
В.1.3 Габаритные размеры . . . . . 180 × 200 × 110 мм.
В.1.4 Масса, не более . . . . . 350 г.

В.2 Устройство испарительной камеры



1 — стакан; *2* — крышка; *3* — нижняя часть поршня; *4* — верхняя часть поршня; *5* — подводящая трубка; *6* — входной клапан; *7* — выходной клапан; *8* — стяжные толкатели; *9* — вспомогательные толкатели; *10* — крепежные винты; *11* — вентиль-распределитель

Рисунок В.1 — Схема испарительной камеры ИК-2

В.3 Работа с испарительной камерой

В.3.1 Подготовка к работе

В.3.1.1 Перед началом работы чистый сухой стакан *1* вместе с нижней частью поршня *3* и выходным клапаном *7* взвешивают.

В.3.1.2 Нижнюю часть поршня *3* с помощью стяжных толкателей *8* соединяют с верхней частью поршня *4*.

В.3.1.3 Стакан *1* соединяют с помощью крепежных винтов *10* с крышкой *2* и поршнем, при открытых входном клапане *6* и выходном клапане *7* с помощью стяжных толкателей *8* опускают в крайнее нижнее положение.

В.3.1.4 Посредством вентиля-распределителя *11* собранную испарительную камеру подключают к пробоотборнику и прибору.

В.3.2 Заполнение испарительной камеры

В.3.2.1 При открытом входном клапане *6* и закрытом выходном клапане *7* открывают вентиль-распределитель *11*.

В.3.2.2 После отбора пробы нефти в прибор приоткрывают выходной клапан *7* и сливают около 5 мл нефти.

В.3.2.3 Закрывают выходной клапан *7* и следят по подъему стяжных толкателей *8* за заполнением испарительного стакана *1* нефтью.

В.3.2.4 После достижения стяжными толкателями *8* крайних верхних положений закрывают вначале вентиль-распределитель *11*, а затем входной клапан *6*.

В.3.3 Процесс испарения и отбора проб на анализ

В.3.3.1 После выполнения операции по В.3.2 откручивают крепежные винты *10* и, придерживая одной рукой стакан *1*, другой рукой отворачивают стяжные толкатели *8*.

В.3.3.2 Плавно опускают испарительный стакан *1* на весы, фиксируют общую массу стакана с нижней частью поршня *3* и нефтью, выдерживают по времени.

В.3.3.3 После того как масса нефти за счет испарения уменьшится на нужное значение, снимают стакан *1* с весов, соединяют стяжными толкателями *8* верхнюю часть поршня *4* и нижнюю часть поршня *3* и вкручивают крепежные винты *10*.

В.3.3.4 Открывают входной клапан *6* испарительной камеры и на ручном режиме работы испарительной камеры путем движения поршней прибора вверх и вкручивания вспомогательных толкателей *9* отбирают в прибор для его промывки около 8 мл нефти и закрывают входной клапан *6*.

В.3.3.5 После промывки прибора вновь открывают входной клапан *6*, отбирают в прибор полноценную пробу нефти для анализа и закрывают входной клапан *6*.

В.3.3.6 Операции по В.3.3.1—В.3.3.5 повторяют пять раз, затем испарительную камеру отсоединяют, разбирают, моют и сушат.

Приложение Г
(справочное)

Пробоотборник ИП-3М

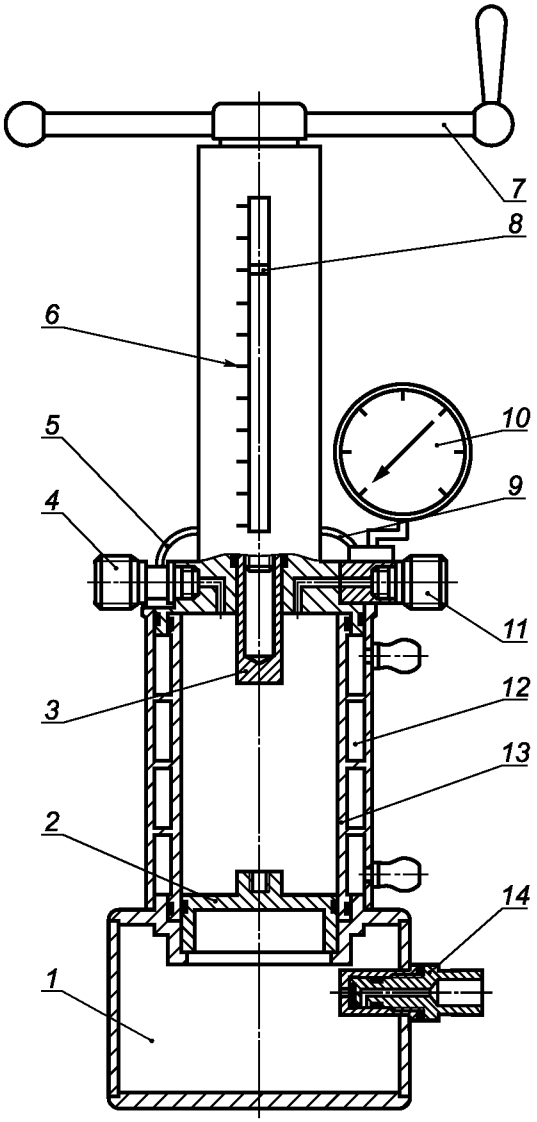
Г.1 Технические характеристики

Пробоотборник предназначен для герметичного отбора проб нефти и нефтепродуктов из трубопровода и подачи их в измерительный прибор.

Г.1.1 Максимальный объем отбираемой пробы . . . . . 250 мл.
Г.1.2 Максимальное давление отбора P_{max}, не более . . . . . 6 МПа.
Г.1.3 Минимальное давление отбора . . . . . 0 МПа.
Г.1.4 Начальное давление P_1 для перемещения поршня, не менее . . . . . 0,15 МПа.
Г.1.5 Конечное давление P_2 для перемещения поршня, не более . . . . . 0,35 МПа.
Г.1.6 Возможность подключения к термостату . . . . . имеет.
Г.1.7 Габаритные размеры . . . . . $350 \times 195 \times 135$ мм.
Г.1.8 Масса, не более . . . . . 4,0 кг.

Г.2 Устройство пробоотборника

Пробоотборник ИП-3М (рисунок Г.1) состоит из пробоотборной камеры, поршневого узла и газовой камеры.



Пробоотборная камера: *2* — поршень; *4* — входной штуцер; *5* — входной вентиль; *9* — выходной вентиль; *10* — манометр; *11* — выходной штуцер; *12* — термостатирующая рубашка; *13* — цилиндр.

Поршневой узел: *3* — шток; *6* — корпус с линейной шкалой; *7* — рукоятка; *8* — визир.

Газовая камера: *1* — корпус; *14* — клапан.

Рисунок Г.1 — Схема пробоотборника ИП-3М

Г.3 Работа пробоотборника

Порядок работы зависит от давления продуктов в трубопроводе, которое может быть:

- выше значения P_2 пробоотборника;
- ниже значения P_2 пробоотборника.

Г.3.1 Порядок заполнения пробами, находящимися под давлением более P_2

Г.3.1.1 Проверяют давление в трубопроводе, которое не должно превышать 6 МПа.

Г.3.1.2 Входной штуцер *4* пробоотборника подсоединяют к пробозаборному устройству на трубопроводе с помощью рукава высокого давления.

Г.3.1.3 На выходной штуцер *11* пробоотборника надевают трубку из маслобензостойкой резины, конец которой погружают в открытую сборную емкость.

Г.3.1.4 Открывают пробозаборное устройство и входной вентиль *5* пробоотборника.

Г.3.1.5 По истечении 1 мин закрывают входной вентиль *5*, открывают выходной вентиль *9* пробоотборника и сливают в сборную емкость отобранный продукт.

Г.3.1.6 Закрывают выходной вентиль *9*, открывают входной вентиль *5* и после истечения 1 мин закрывают входной вентиль *5* пробоотборника.

Г.3.1.7 Отсоединяют пробоотборник от заборного устройства.

Г.3.1.8 Если температура отбираемого продукта t ниже максимально ожидаемой температуры t_{max} при транспортировании и хранении пробоотборника, то необходимо приоткрыть выходной вентиль *9* и слить продукт объемом V, мл, равным $0{,}25(t_{max} - t)$.

Г.3.2 Порядок заполнения пробами, находящимися под давлением менее P_2

Г.3.2.1 Проводят операции по Б.3.1.1—Б.3.1.4.

Г.3.2.2 Открывают выходной вентиль *9* пробоотборника, сливают тонкой струей в сборную емкость около 50 мл продукта и закрывают выходной вентиль *9*.

Г.3.2.3 Вращением рукоятки *7* перемещают шток *3* вниз до упора и отбирают пробу продукта.

Г.3.2.4 Закрывают входной вентиль *5* пробоотборника.

Г.3.2.5 Вращением рукоятки *7* перемещают шток *3* вверх до упора.

Г.3.2.6 Отсоединяют пробоотборник от заборного вентиля.

Г.3.3 Подачу проб из пробоотборника в прибор для анализа продукта осуществляют открытием выходного вентиля *9*.

Г.3.4 Для обеспечения подачи продукта с заданной температурой пробоотборник подключают к термостату.

Приложение Д
(справочное)

Прибор АЛП-01 ДП-01

Д.1 Технические характеристики

Прибор АЛП-01 ДП-01 предназначен для измерений по методу расширения ДНП нефти и нефтепродуктов при соотношении фаз 4:1. Прибор используют при оценке качества товарной нефти и нефтепродуктов и определении количества испаряющихся углеводородов.

Д.1.1 Диапазон измерений давления насыщенных паров . . . . . 0,01—0,16 МПа.

Д.1.2 Предел суммарной абсолютной погрешности измерений давления . . . . . ± 0,001 МПа.

Д.1.3 Соотношение вместимости измерительной камеры и объема отбираемой пробы. . . . . 5:1.

Д.1.4 Погрешность определения соотношения вместимости измерительной камеры и объема отбираемой пробы . . . . . ± 5 %.

Д.1.5 Давление ввода пробы в измерительную камеру . . . . . 1,2—1,5 МПа.

Д.1.6 Температура анализируемого продукта. . . . . 10 °С—60 °С.

Д.1.7 Максимальная дискретность измерений . . . . . 3 мин.

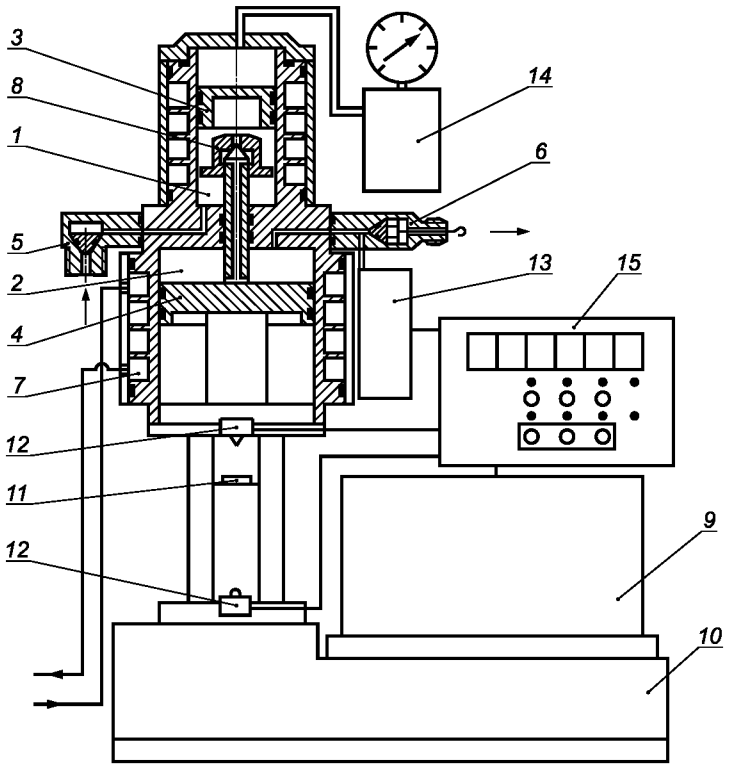
Д.1.8 Масса, не более . . . . . 15 кг.

Д.1.9 Потребляемая мощность в номинальном режиме работы, не более . . . . . 50 Вт.

Д.1.10 Габариты, не более . . . . . 350 × 350 × 200 мм.

Д.2 Устройство прибора

Прибор функционально состоит из измерительного блока с приводом и узла управления (рисунок Д.1). Блок управления *15*, соединенный с приводом, датчиком давления, позволяет проводить измерения в ручном и автоматическом режимах.



Измерительный блок: *1*— пробоотборная камера; *2* — измерительная камера; *3, 4* — поршень, *5* — входной клапан; *6* — выходной клапан; *7* — термостатирующая рубашка; *8* — впрыскной клапан; *13* — датчик давления; *14* — подпорная газовая камера; *15* — блок управления.

Привод измерительного блока: *9* — двигатель; *10* — одноступенчатый редуктор; *11* — винтовая ходовая пара с визиром; *12* — микровыключатель

Рисунок Д.1 — Функциональная схема прибора АЛП-01 ДП-01

Д.3 Принцип работы прибора

Принцип работы прибора основан на герметичном отборе пробы нефти или нефтепродукта, расширении измерительной камеры до объема, необходимого для создания заданного соотношения фаз, впрыске в нее отобранной пробы и приведении тем самым системы «жидкость — пар» в термодинамическое равновесие, регистрации давления.

Библиография

[1] Технические условия ТУ 4318-003-12754454—2010 — Прибор автоматический лабораторный АЛП-01 ДП-01

[2] Технические условия ТУ 4212-004-12754454—03 — Пробоотборник ИП-1М индивидуальный для отбора и автоматически-принудительной подачи на анализ пробы нефти или нефтепродукта

[3] Технические условия ТУ 4212-004-12754454—03 — Пробоотборник индивидуальный ИП-3М

[4] ПС 005.00.00.000 — Испарительная камера ИК-2

[5] Технические условия ТУ 2511-1513—79 — Барометр-анероид типа БАММ-1

УДК 665.6:531.787:006.354 МКС 17.020 Т86.5

Ключевые слова: нефть, углеводород, испарение, измерения

Рекомендации по межгосударственной стандартизации

РМГ 107—2010

Государственная система обеспечения единства измерений

ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ПОТЕРИ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕФТИ ОТ ИСПАРЕНИЯ

Методика измерений

Редактор *А.Д. Чайка*
Технический редактор *Н.С. Гришанова*
Корректор *И.А. Королева*
Компьютерная верстка *И.А. Налейкиной*

Сдано в набор 04.02.2013. Подписано в печать 28.02.2013. Формат 60×84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 2,32. Уч.-изд. л. 1,60. Тираж 128 экз. Зак. 222.

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