НАЦИОНАЛЬНЫЕ СТАНДАРТЫ

СЫРАЯ НЕФТЬ

Технические условия. Методы анализа

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2006

1—2851

gost.e-ecolog.ru

УДК 661.61:006.354

ОТ СТАНДАРТИНФОРМ

Сборник «Сырая нефть. Технические условия. Методы анализа» содержит стандарты, утвержденные до 1 декабря 2005 г.

В стандарты внесены изменения, принятые до указанного срока.

Текущая информация о вновь утвержденных и пересмотренных стандартах, а также о принятых к ним изменениях публикуется в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты».

© Стандартинформ, 2006

ГОСТ Р 51858—2002

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

НЕФТЬ

Общие технические условия

Издание официальное

ГОССТАНДАРТ РОССИИ
Москва

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Институтом проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР), ОАО «Всероссийский научно-исследовательский институт по переработке нефти» (ОАО «ВНИИНП»)

ВНЕСЕН Министерством энергетики Российской Федерации

2 ПРИНЯТ И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Постановлением Госстандарта России от 8 января 2002 г. № 2-ст

3 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

4 ИЗДАНИЕ с Изменением № 1, утвержденным в августе 2005 г. (ИУС 11—2005)

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

Поправка к ГОСТ Р 51858—2002 Нефть. Общие технические условия

В каком месте	Напечатано	Должно быть
Пункт 4.5. Таблица 4. Примечание	Нормы по показателям таблицы 4 являются факультативными до 01.01.2009. Определяются для набора данных.	Нормы по показателям таблицы 4 являются факультативными до 01.01.2010. Определяются для набора данных.

(ИУС № 3 2009 г.)

Изменение № 2 ГОСТ Р 51858—2002 Нефть. Общие технические условия

Утверждено и введено в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26.11.2009 № 517-ст

Дата введения 2010-01-01

Пункт 5.2. Заменить слова: «группы 1» на «группы 1 и таблицы 4, виды 1, 2».

(ИУС № 2 2010 г.)

Поправка к ГОСТ Р 51858—2002 Нефть. Общие технические условия (см. поправку в ИУС № 3—2009)

В каком месте	Напечатано	Должно быть
Пункт 4.5. Таблица 4. Примечание	до 01.01.2010	до 01.01.2011

(ИУС № 6 2010 г.)

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

НЕФТЬ

Общие технические условия

Crude petroleum. General specifications

Дата введения 2002—07—01

1 Область применения

Настоящий стандарт распространяется на нефти для поставки транспортным организациям, предприятиям Российской Федерации и экспорта.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

2 Нормативные ссылки

ГОСТ 12.0.004—90 Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения

ГОСТ 12.1.004—91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования

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

ГОСТ 12.1.007—76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

ГОСТ 17.2.3.02—78 Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями

ГОСТ 1437—75 Нефтепродукты темные. Ускоренный метод определения серы

ГОСТ 1510—84 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение

ГОСТ 1756—2000 (ИСО 3007—99) Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров

ГОСТ 2177—99 (ИСО 3405—88) Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава

ГОСТ 2477—65 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды

ГОСТ 2517—85 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб

ГОСТ 3900—85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности

ГОСТ 6370—83 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей

ГОСТ 11851—85 Нефть. Метод определения парафина

ГОСТ 19433—88 Грузы опасные. Классификация и маркировка

ГОСТ 21534—76 Нефть. Методы определения содержания хлористых солей

ГОСТ Р 8.580—2001 Государственная система обеспечения единства измерений. Определение и применение показателей прецизионности методов испытаний нефтепродуктов

ГОСТ Р 50802—95 Нефть. Метод определения сероводорода, метил- и этилмеркаптанов

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

ГОСТ Р 51330.5—99 (МЭК 60079—4—75) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения

ГОСТ Р 51330.11—99 (МЭК 60079-12—78) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам

Издание официальное

ГОСТ Р 51947—2002 Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектрометрии

ГОСТ Р 52247—2004 Нефть. Методы определения хлорорганических соединений

ГОСТ Р 52340—2005 Нефть. Определение давления паров методом расширения.

СанПиН 2.1.5.980—2000 Гигиенические требования к охране поверхностных вод. Санитарные правила и нормы

(Измененная редакция, Изм. № 1).

Раздел 3 **(Исключен, Изм. № 1).**

4 Классификация и условное обозначение нефтей

4.1 При оценке качества нефть подразделяют на классы, типы, группы, виды.

4.2 В зависимости от массовой доли серы нефть подразделяют на классы 1—4 (таблица 1).

Таблица 1 — Классы нефти

Класс нефти	Наименование	Массовая доля серы, %	Метод испытания
1	Малосернистая	До 0,60 включ.	По ГОСТ 1437, ГОСТ Р 51947 и 9.2 настоящего стандарта
2	Сернистая	От 0,61 » 1,80	
3	Высокосернистая	» 1,81 » 3,50	
4	Особо высокосернистая	Св. 3,50	

4.3 По плотности, а при поставке на экспорт — дополнительно по выходу фракций и массовой доле парафина нефть подразделяют на пять типов (таблица 2):

0 — особо легкая;

1 — легкая;

2 — средняя;

3 — тяжелая;

4 — битуминозная.

Таблица 2 — Типы нефти

Наименование параметра	Норма для нефти типа										Метод испытания
	0		1		2		3		4		
	для предприятий Российской Федерации	для экспорта	для предприятий Российской Федерации	для экспорта	для предприятий Российской Федерации	для экспорта	для предприятий Российской Федерации	для экспорта	для предприятий Российской Федерации	для экспорта	
1 Плотность, кг/м^3, при температуре:											По ГОСТ 3900 и 9.3 настоящего стандарта
20 °С	Не более 830,0		830,1—850,0		850,1—870,0		870,1—895,0		Более 895,0		По ГОСТ Р 51069 и 9.3 настоящего стандарта
15 °С	Не более 833,7		833,8—853,6		853,7—873,5		873,6—898,4		Более 898,4		
2 Выход фракций, % об., не менее, до температуры:											По ГОСТ 2177 (метод Б)
200 °С	—	30	—	27	—	21	—	—	—	—	
300 °С	—	52	—	47	—	42	—	—	—	—	

Окончание таблицы 2

Наименование параметра	Норма для нефти типа										Метод испытания
	0		1		2		3		4		
	для предприятий Российской Федерации	для экспорта	для предприятий Российской Федерации	для экспорта	для предприятий Российской Федерации	для экспорта	для предприятий Российской Федерации	для экспорта	для предприятий Российской Федерации	для экспорта	
3 Массовая доля парафина, %, не более	—	6	—	6	—	6	—	—	—	—	По ГОСТ 11851

Примечания

1 Если нефть по одному из показателей (плотности или выходу фракций) относится к типу с меньшим номером, а по другому — к типу с большим номером, то нефть признают соответствующей типу с большим номером.

2 Нефти типов 3 и 4 при приеме в систему трубопроводного транспорта для последующей поставки на экспорт должны иметь норму по показателю 3 не более 6 %.

4.4 По степени подготовки нефть подразделяют на группы 1—3 (таблица 3).

Таблица 3 — Группы нефти

Наименование показателя	Норма для нефти группы			Метод испытания
	1	2	3	
1 Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0	По ГОСТ 2477 и 9.5 настоящего стандарта
2 Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм^3, не более	100	300	900	По ГОСТ 21534 и 9.6 настоящего стандарта
3 Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05			По ГОСТ 6370
4 Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)			По ГОСТ 1756, ГОСТ Р 52340 и 9.8 настоящего стандарта
5 Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °С, млн.$^{-1}$ (ppm), не более	10	10	10	По ГОСТ Р 52247 или приложению А (6)

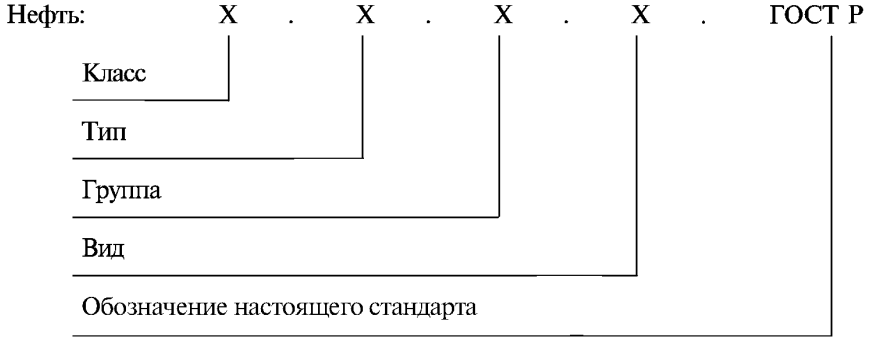
Примечание — Если по одному из показателей нефть относится к группе с меньшим номером, а по другому — к группе с большим номером, то нефть признают соответствующей группе с большим номером.

4.5 По массовой доле сероводорода и легких меркаптанов нефть подразделяют на 2 вида (таблица 4).

Таблица 4 — Виды нефти

Наименование показателя	Вид нефти		Метод испытания
	1	2	
1 Массовая доля сероводорода, млн.$^{-1}$ (ppm), не более	20	100	По ГОСТ Р 50802
2 Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн.$^{-1}$ (ppm), не более	40	100	
Примечание — Нормы по показателям таблицы 4 являются факультативными до 01.01.2009. Определяются для набора данных.			

4.6 Условное обозначение нефти состоит из четырех цифр, соответствующих обозначениям класса, типа, группы и вида нефти. При поставке нефти на экспорт к обозначению типа добавляется индекс «э». Структура условного обозначения нефти:



Примеры:

1) Нефть с массовой долей серы 0,15 % (класс 1); с плотностью при температуре 20 °С 811,0 кг/м^3, при 15 °С 814,8 кг/м^3 (тип 0); с массовой долей воды 0,05 %, массовой концентрацией хлористых солей 25 мг/дм^3, массовой долей механических примесей 0,02 %, с давлением насыщенных паров 58,7 кПа (440 мм рт. ст.), с массовой долей органических хлоридов во фракции до температуры 204 °С 1 млн$^{-1}$ (группа 1); с массовой долей сероводорода 5 млн$^{-1}$, легких меркаптанов 8 млн$^{-1}$ (вид 1) обозначается «Нефть 1.0.1.1 ГОСТ Р 51858— 2002».

2) Нефть, поставляемая для экспорта, с массовой долей серы 1,15 % (класс 2); с плотностью при температуре 20 °С 865,0 кг/м^3, при температуре 15 °С 868,5 кг/м^3, с выходом фракций до температуры 200 °С 23 % об., до температуры 300 °С 45 % об., с массовой долей парафина 4 % (тип 2э); с массовой долей воды 0,40 %, с массовой концентрацией хлористых солей 60 мг/дм^3, с массовой долей механических примесей 0,02 %, с давлением насыщенных паров 57,4 кПа (430 мм рт. ст.), с массовой долей органических хлоридов во фракции до температуры 204 °С 2 млн$^{-1}$ (группа 1); с массовой долей сероводорода менее 5 млн$^{-1}$, легких меркаптанов 7 млн$^{-1}$ (вид 1) обозначается «Нефть 2.2э.1.1 ГОСТ Р 51858—2002».

4.1—4.6 **(Измененная редакция, Изм. № 1).**

5 Технические требования

5.1 Нефть должна соответствовать требованиям таблиц 1—4.

5.2 Нефть при приеме в систему трубопроводного транспорта для последующей поставки на экспорт должна соответствовать требованиям таблицы 3, группы 1.

Раздел 5 **(Измененная редакция, Изм. № 1).**

6 Требования безопасности

6.1 Нефть является природным жидким токсичным продуктом.

Контакт с нефтью вызывает сухость кожи, пигментацию или стойкую эритему, приводит к образованию угрей, бородавок на открытых частях тела.

Острые отравления парами нефти вызывают повышение возбудимости центральной нервной системы, снижение кровяного давления и обоняния.

6.2 Нефть содержит легкоиспаряющиеся вещества, опасные для здоровья и жизни человека и для окружающей среды. Предельно допустимые концентрации нефтяных паров и опасных веществ нефти в воздухе рабочей зоны установлены в ГОСТ 12.1.005 и [1].

При перекачке и отборе проб нефть относят к 3-му классу опасности (предельно допустимая концентрация аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны — не более 10 мг/м^3 [1]), при хранении и лабораторных испытаниях — к 4-му классу опасности (предельно допустимая концентрация по углеводородам алифатическим предельным C_1—C_{10} в пересчете на углерод — не более 900/300 мг/м^3 [1]. Нефть, содержащую сероводород (дигидросульфид) с массовой долей более 20 млн$^{-1}$, считают сероводородсодержащей и относят ко 2-му классу опасности. Предельно допустимая концентрация сероводорода (дигидросульфида) в воздухе рабочей зоны не более 10 мг/м^3, сероводорода (дигидросульфида) в смеси с углеводородами C_1—C_5 — не более 3 мг/м^3, класс опасности 2 [1].

(Измененная редакция, Изм. № 1).

6.3 Класс опасности нефти — по ГОСТ 12.1.007.

6.4 При отборе проб нефти, выполнение товарно-транспортных и других производственных операций, проведении испытаний необходимо соблюдать общие правила техники безопасности, инструкции по безопасности труда в зависимости от вида работы. При работах с нефтью необходимо применять индивидуальные средства защиты согласно типовым отраслевым нормам, утвержденным в установленном порядке.

6.5 Работающие с нефтью должны знать правила безопасности труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004.

6.6 Нефть относят к легковоспламеняющимся жидкостям 3-го класса по ГОСТ 19433. Удельная суммарная активность радионуклидов нефти менее 70 кБк/кг (2 нКи/г), что позволяет не относить ее к опасным грузам класса 7.

6.7 Категория взрывоопасности и группа взрывоопасных смесей паров нефти с воздухом — IIA-T3 по ГОСТ Р 51330.11. Температура самовоспламенения нефти согласно ГОСТ Р 51330.5 выше 250 °С.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

6.8 Общие требования пожарной безопасности при работах с нефтью — по ГОСТ 12.1.004.

6.9 При загорании нефти применяют средства пожаротушения: распыленную воду, химическую и механическую пену; при объемном тушении применяют порошковые огнетушители, углекислый газ, при тушении жидкостью — бромэтиловые составы (СЖБ), перегретый пар, песок, асбестовые покрывала, кошму и другие средства.

7 Требования охраны окружающей среды

7.1 При хранении, транспортировании нефти и приемосдаточных операциях должны быть приняты меры, исключающие или снижающие до уровня не более предельно допустимого содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны и обеспечивающие выполнение требований охраны окружающей среды.

Средства предотвращения выбросов должны обеспечивать показатели качества воздуха рабочей зоны и атмосферного воздуха в условиях максимального выброса, соответствующие гигиеническим и экологическим нормативам качества атмосферного воздуха, предельно допустимым уровням физических воздействий, техническим нормативам выброса и предельно допустимым (критическим) нагрузкам на атмосферный воздух. Допустимые выбросы нефтяных паров в атмосферу устанавливают по ГОСТ 17.2.3.02.

7.2 Загрязнение нефтью водных акваторий в результате аварий устраняют локализацией разливов, сбором разлитой нефти или другими методами.

7.3 Предельно допустимая концентрация нефти в воде объектов культурно-бытового пользования и хозяйственно-питьевого назначения для нефти классов 3, 4 — не более 0,1 мг/дм^3, для нефти классов 1, 2 — не более 0,3 мг/дм^3; водных объектов рыбохозяйственного назначения — не более 0,05 мг/дм^3 по СанПиН 2.1.5.980.

7.4 Загрязнение почвы разлитой нефтью ликвидируют сбором нефти с последующей рекультивацией почвы или другими методами очистки. Остаточное содержание нефти в почве после ликвидации загрязнения и проведения рекультивационных работ установлено в нормативных и технических документах, принятых в установленном порядке.

8 Правила приемки

8.1 Нефть принимают партиями. Партией считают любое количество нефти, сопровождаемое одним документом о качестве по ГОСТ 1510.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

8.2 Отбор проб — по ГОСТ 2517.

8.3 Для проверки соответствия нефти требованиям настоящего стандарта проводят приемосдаточные и периодические испытания.

8.4 Приемосдаточные испытания проводят для каждой партии нефти по следующим показателям:

- плотность;
- массовая доля серы;
- массовая доля воды;
- массовая концентрация хлористых солей.
- давление насыщенных паров (только при приеме и сдаче в системе трубопроводного транспорта).

При несоответствии любого из показателей требованиям настоящего стандарта или разногласиях по этому показателю проводят повторные испытания той же пробы, если она отобрана из пробоотборника, установленного на потоке, или повторно отобранной пробы, если она отобрана из резервуара или другой емкости.

Результаты повторных испытаний распространяют на всю партию.

8.5 Периодические испытания выполняют в сроки, согласованные принимающей и сдающей сторонами, но не реже одного раза в 10 дней по следующим показателям:

- массовая доля механических примесей;
- давление насыщенных паров (кроме нефти в системе трубопроводного транспорта);
- наличие сероводорода (или массовая доля сероводорода и легких меркаптанов при наличии в нефти сероводорода);
- содержание хлорорганических соединений.

При поставке нефти на экспорт дополнительно определяют выход фракций и массовую долю парафина.

Результаты периодических испытаний заносят в документ о качестве испытуемой партии нефти и в документы о качестве всех партий до очередных периодических испытаний.

При несоответствии результатов периодических испытаний по любому показателю требованиям настоящего стандарта испытания переводят в категорию приемосдаточных для каждой партии до получения положительных результатов не менее чем в трех партиях подряд.

8.6 При разногласиях в оценке качества нефти проводят испытания хранящейся арбитражной пробы. Испытания проводят в лаборатории, определенной соглашением сторон.

Результаты повторных испытаний считают окончательными и вносят в документ о качестве на данную партию нефти.

8.4—8.6 **(Измененная редакция, Изм. № 1).**

9 Методы испытаний

9.1 Для определения массовой доли механических примесей, массовой доли органических хлоридов и парафина составляют накопительную пробу из равных количеств нефти всех объединенных проб за период между измерениями, отобранных по ГОСТ 2517. Пробы помещают в герметичный сосуд.

Давление насыщенных паров, выход фракций, массовую долю сероводорода и легких меркаптанов определяют в точечных пробах, отобранных по ГОСТ 2517.

Остальные показатели качества нефти определяют в объединенной пробе, отобранной по ГОСТ 2517.

9.2 Массовую долю серы определяют по ГОСТ 1437, ГОСТ Р 51947 или согласно приложению А (7). При использовании методов по ГОСТ Р 51947 или согласно приложению А (7) массовая доля воды в пробе не должна быть более 0,5 %.

При разногласиях в оценке качества нефти по массовой доле серы определение выполняют по ГОСТ Р 51947.

9.3 Плотность нефти при температуре 20 °С определяют по ГОСТ 3900 и по приложению А (11), при температуре 15 °С — по ГОСТ Р 51069 или по приложению А [2, 3, 8].

Плотность нефти на потоке в нефтепроводе определяют плотномерами. При разногласиях в оценке плотности нефти плотность определяют по ГОСТ 3900 или ГОСТ Р 51069.

9.1—9.3 **(Измененная редакция, Изм. № 1).**

9.4 **(Исключен, Изм. № 1).**

9.5 Массовую долю воды определяют по ГОСТ 2477.

Допускается применять метод согласно приложению А [5].

При разногласиях в оценке качества нефти массовую долю воды определяют по ГОСТ 2477 с использованием безводного кислорода или толуола.

9.6 Массовую концентрацию хлористых солей в нефти определяют по ГОСТ 21534. Допускается применять метод согласно приложению А (4). При разногласиях в оценке качества нефти массовые концентрации хлористых солей определяют методом А по ГОСТ 21534.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

9.7 **(Исключен, Изм. № 1).**

9.8 Давление насыщенных паров нефти определяют по ГОСТ 1756, ГОСТ Р 52340 или согласно приложению А (10).

Допускается применять метод согласно приложению А (9) с приведением к давлению насыщенных паров по ГОСТ 1756.

При разногласиях в оценке качества нефти давление насыщенных паров определяют по ГОСТ 1756.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

9.9, 9.10 **(Исключены, Изм. № 1).**

9.11 Определение массовой доли органических хлоридов в нефти выполняют по ГОСТ Р 52247 или в соответствии с приложением А (6).

Для получения фракции, выкипающей до температуры 204 °С, допускается использование аппаратуры по ГОСТ 2177 (метод Б).

При разногласиях в оценке качества нефти определение массовой доли органических хлоридов выполняют по ГОСТ Р 52247.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

9.12 Разногласия, возникающие при оценке качества нефти по любому из показателей, разрешаются с использованием ГОСТ Р 8.580.

10 Транспортирование и хранение

10.1 Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение нефти — по ГОСТ 1510.

10.2 Основной объем поставляемой нефти относят к опасным грузам 3-го класса по ГОСТ 19433. Подкласс опасности поставляемой нефти и номер ООН устанавливает грузоотправитель.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(рекомендуемое)

Методы оценки качества нефти

При необходимости могут быть использованы следующие методы испытаний:

1 **(Исключен, Изм. № 1).**

2 АСТМ Д 1250—2004 Стандартное руководство по применению таблиц измерения параметров нефти и нефтепродуктов

3 АСТМ Д 1298—99 Метод определения плотности, относительной плотности (удельного веса) или плотности в градусах API сырых нефтей и жидких углеводородов с помощью ареометра

4 АСТМ Д 3230—99 Сырая нефть. Определение солей электрометрическим методом

5 АСТМ Д 4006—81 (2000) Вода в сырых нефтях. Метод дистилляции

6 АСТМ Д 4929—99 Стандартный метод определения органических хлоридов, содержащихся в сырой нефти

7 АСТМ Д 4294—98 Нефтепродукты. Определение серы бездисперсионным рентгеноспектральным флюоресцентным методом

8 АСТМ Д 5002—99 Стандартный метод определения плотности и относительной плотности сырой нефти цифровым анализатором плотности

9 АСТМ Д 6377—99 Стандартный метод определения давления паров сырой нефти $VPCR_x$ (метод расширения)

10 АСТМ Д 323—99а Метод определения давления насыщенных паров нефтепродуктов (метод Рейда)

11 ИСО Р 91/2—1991 Рекомендации ИСО по применению таблиц измерения параметров нефти и нефтепродуктов, основанных на измерении плотности при 20 °С.

Приложение А (Измененная редакция, Изм. № 1).

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(Исключено, Изм. № 1)

Библиография

[1] ГН 2.2.5.1313—03 Гигиенические нормы. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны

(Введена дополнительно, Изм. № 1).

ОКС 75.040 А22 ОКП 02 4300
02 4400
02 4500

Ключевые слова: нефть, экспорт, качество, классификация, требования, степень подготовки, транспортирование, приемосдаточные испытания, периодические определения, методы испытаний, сероводород, органические хлориды

gost.e-ecolog.ru