

**Изменение № 1 ГОСТ Р 51858—2002 Нефть. Общие технические условия**

**Утверждено и введено в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 16.08.2005 № 212-ст**

**Дата введения 2006—01—01**

Раздел 1 изложить в новой редакции:

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

Раздел 2. Исключить ссылки и наименования:

«ГОСТ 33—2000 (ИСО 3104—94) Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости

ГОСТ 26976—86 Нефть и нефтепродукты. Методы измерения массы»; последний абзац изложить в новой редакции:

«СанПиН 2.1.5.980—2000 Гигиенические требования к охране поверхностных вод. Санитарные правила и нормы»; дополнить ссылками:

«ГОСТ 3900—85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности

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

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».

Раздел 3 исключить.

Пункт 4.1 изложить в новой редакции:

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

Пункт 4.2. Таблица 1. Графу «Метод испытания» изложить в новой редакции: «По ГОСТ 1437, ГОСТ Р 51947 и 9.2 настоящего стандарта».

Пункт 4.3. Таблицу 2 изложить в новой редакции:

*(Продолжение см. с. 50)*

Таблица 2 — Типы нефти

Наименование показателя	Норма для нефти типа										Метод испытания
	0		1		2		3		4		
	для пред-приятий Российской Федерации	для экс-порта									
1 Плотность, кг/м <sup>3</sup> , при температуре: 20 °С 15 °С	Не более 830,0 Не более 833,7		830,1—850,0 833,8—853,6		850,1—870,0 853,7—873,5		870,1—895,0 873,6—898,4		Более 895,0 Более 898,4		По ГОСТ 3900 и 9.3 настоящего стандарта По ГОСТ Р 51069 и 9.3 настоящего стандарта
2 Выход фракций, % об., не менее, до температуры: 200 °С 300 °С	—	30	—	27	—	21	—	—	—	—	По ГОСТ 2177 (метод Б)
3 Массовая доля парафина, %, не более	—	6	—	6	—	6	—	—	—	—	По ГОСТ 11851
<p><b>Примечания</b></p> <p>1 Если нефть по одному из показателей (плотности или выходу фракций) относится к типу с меньшим номером, а до другому — к типу с большим номером, то нефть признают соответствующей типу с большим номером.</p> <p>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 %».</p>											

(Продолжение см. с. 51)

Пункт 4.4. Таблица 3. Пункты 2, 4, 5 изложить в новой редакции:

Наименование показателя	Норма для нефти группы			Метод испытания
	1	2	3	
2 Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100	300	900	По ГОСТ 21534 и 9.6 настоящего стандарта
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 <sup>-1</sup> (ppm), не более	10	10	10	По ГОСТ Р 52247 или приложению А (6)

Пункт 4.5 и таблицу 4 изложить в новой редакции:

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

Т а б л и ц а 4 — Виды нефти

Наименование показателя	Вид нефти		Метод испытания
	1	2	
1 Массовая доля сероводорода, млн <sup>-1</sup> (ppm), не более	20	100	По ГОСТ Р 50802
2 Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн <sup>-1</sup> (ppm), не более	40	100	
<b>П р и м е ч а н и е</b> — Нормы по показателям таблицы 4 являются факультативными до 01.01.2009. Определяются для набора данных.			

Пункт 4.6. Примеры изложить в новой редакции:

«Примеры:

1) Нефть с массовой долей серы 0,15 % (класс 1); с плотностью при температуре 20 °С 811,0 кг/м<sup>3</sup>, при 15 °С 814,8 кг/м<sup>3</sup> (тип 0); с массовой долей воды 0,05 %, массовой концентрацией хлористых солей 25 мг/дм<sup>3</sup>, 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 мг/л (группа 1); с массовой долей сероводорода 5 мг/л, легких меркаптанов 8 мг/л (вид 1) обозначается «Нефть 1.0.1.1 ГОСТ Р 51858».

2) Нефть, поставляемая для экспорта, с массовой долей серы 1,15 % (класс 2); с плотностью при температуре 20 °С 865,0 кг/м<sup>3</sup>, при температуре 15 °С 868,5 кг/м<sup>3</sup>, с выходом фракций до температуры 200 °С 23 % об., до температуры 300 °С 45 % об., с массовой долей парафина 4 % (тип 2а); с массовой долей воды 0,40 %, с массовой концентрацией хлористых солей 60 мг/дм<sup>3</sup>, 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 мг/л (группа 1); с массовой долей сероводорода менее 5 мг/л, легких меркаптанов 7 мг/л (вид 1) обозначается «Нефть 2.2а.1.1 ГОСТ Р 51858».

Раздел 5 изложить в новой редакции:

«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».

Пункт 6.2. Заменить ссылку: ГН 2.2.5.698—98 [1] на «по [1]»;

второй абзац изложить в новой редакции:

«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<sup>3</sup> [1]), при хранении и лабораторных испытаниях — к 4-му классу опасности (предельно допустимая концентрация по углеводородам алифатическим предельным C<sub>1</sub>—C<sub>10</sub> в пересчете на углеводород — не более 900/300 мг/м<sup>3</sup> [1]. Нефть, содержащую сероводород (дигидросульфид) с массовой долей более 20 мг/л, считают сероводородсодержащей и относят ко 2-му классу опасности. Предельно допустимая концентрация сероводорода (дигидросульфид) в воздухе рабочей зоны не более 10 мг/м<sup>3</sup>, сероводорода (дигидросульфид) в смеси с углеводородами C<sub>1</sub>—C<sub>5</sub> — не более 3 мг/м<sup>3</sup>, класс опасности 2 [1]».

Пункт 6.7 после ссылки на ГОСТ Р 51330.11 изложить в новой редакции: «Температура самовоспламенения нефти согласно ГОСТ Р 51330.5 выше 250 °С».

Пункт 8.1. Исключить слова: «(паспорт качества)».

Пункт 8.4. Пятый абзац изложить в новой редакции:

«— массовая концентрация хлористых солей»;

дополнить абзацем (после пятого):

«— давление насыщенных паров (только при приеме и сдаче в системе трубопроводного транспорта)».

Пункт 8.5. Абзац «— давление насыщенных паров» дополнить словами: «(кроме нефти в системе трубопроводного транспорта)»;

предпоследний абзац. Заменить слова: «паспорт качества» на «документ о качестве», «паспорта» на «документы о качестве».

Пункт 8.6. Заменить слова: «паспорт качества» на «документ о качестве».

Пункты 9.1, 9.2 изложить в новой редакции:

«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».

Пункт 9.3. Первый абзац после слов «по ГОСТ 3900» дополнить словами: «и по приложению А (11)».

Пункт 9.4 исключить.

Пункт 9.6 изложить в новой редакции:

«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».

*(Продолжение изменения № 1 к ГОСТ Р 51858—2002)*

Пункт 9.7 исключить.

Пункт 9.8 изложить в новой редакции:

«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».

Пункты 9.9, 9.10 исключить.

Пункт 9.11 изложить в новой редакции:

«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».

Приложение А. Позицию 1 исключить;

заменить обозначения:

ASTM Д 1250—80(97) на ASTM Д 1250—2004,

ASTM Д 3230—90(97) на ASTM Д 3230—99,

ASTM Д 4006—81 на ASTM Д 4006—81 (2000);

дополнить позициями — 10, 11:

«10 ASTM 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 Б исключить.

Стандарт дополнить элементом — «Библиография»:

**«Библиография**

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

Библиографические данные. Код ОКП заменить новым:

«ОКП 02 4300, 02 4400, 02 4500»;

ключевые слова. Исключить слова: «паспорт качества»; дополнить словами: «сероводород», «органические хлориды».

(ИУС № 11 2005 г.)