

ГОСТ Р 51858—2002

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

НЕФТЬ

Общие технические условия

Издание официальное

БЗ 1—2002/384

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

© ИПК Издательство стандартов, 2002

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Госстандарта России

Содержание

1 Область применения	1
2 Нормативные ссылки	1
3 Определения	2
4 Классификация и условное обозначение нефтей	2
5 Технические требования	4
6 Требования безопасности	5
7 Требования охраны окружающей среды	5
8 Правила приемки	6
9 Методы испытаний	6
10 Транспортирование и хранение	7
Приложение А Методы оценки качества нефти	7
Приложение Б Библиография	7

НЕФТЬ

Общие технические условия

Crude petroleum. General specifications

Дата введения 002—07—01

1 Область применения

Настоящий стандарт распространяется на нефти, подготовленные нефтегазодобывающими и газодобывающими предприятиями к транспортированию по магистральным нефтепроводам, наливным транспортом для поставки потребителям Российской Федерации и на экспорт.

2 Нормативные ссылки

ГОСТ 12.0.004—90 Система стандартов безопасности труда. Организация обслуживания работающих безопасности труда

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

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 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 26976—86 Нефть и нефтепродукты. Методы измерения массы

ГОСТ Р 8.580—2001 Государственная система обеспечения единства измерений. Определение и применение показателей точности 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 51330.11—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

СанПиН 2.1.5.980—00 Санитарные правила и нормы

3 Определения

В настоящем стандарте применяют следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **сырая нефть**: Жидкая природная ископаемая смесь углеводородов широкого физико-химического состава, которая содержит растворенный газ, воду, минеральные соли, механические примеси и служит основным сырьем для производства жидких энергоносителей (бензина, керосина, дизельного топлива, мазута), смазочных масел, битумов и кокса.

3.2 **товарная нефть (нефть)**: Нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов, принятых в установленном порядке.

4 Классификация и условное обозначение нефтей

4.1 По физико-химическим свойствам, степени подготовки, содержанию сероводорода и легких меркаптанов нефть подразделяют на классы, типы, группы, виды.

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

Т а б л и ц а 1 — Классы нефти

Класс нефти	Наименование	Массовая доля серы, %	Метод испытания
1	Малосернистая	До 0,60 включ.	По ГОСТ 1437 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.

Т а б л и ц а 2 — Типы нефти

Наименование параметра	Норма для нефти типа										Метод испытания
	0		1		2		3		4		
	для экономики страны	для экспорта	для экономики страны	для экспорта	для экономики страны	для экспорта	для экономики страны	для экспорта	для экономики страны	для экспорта	
1 Плотность, кг/м ³ , при температуре:											По ГОСТ 3900 и 9.3 настоящего стандарта По ГОСТ Р 51069 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		
15 °С	Не более 834,5		834,6—854,4		854,5—874,4		874,5—899,3		Более 899,3		

Окончание таблицы 2

Наименование параметра	Норма для нефти типа										Метод испытания
	0		1		2		3		4		
	для экономики страны	для экспорта	для экономики страны	для экспорта	для экономики страны	для экспорта	для экономики страны	для экспорта	для экономики страны	для экспорта	
2 Выход фракций, %, не менее, до температуры:											По ГОСТ 2177 и 9.4 настоящего стандарта
200 °С	—	30	—	27	—	21	—	—	—	—	
300 °С	—	52	—	47	—	42	—	—	—	—	
350 °С	—	62	—	57	—	53	—	—	—	—	
3 Массовая доля парафина, %, не более	—	6,0	—	6,0	—	6,0	—	—	—	—	По ГОСТ 11851
<p>Примечания</p> <p>1. Определение плотности при 20 °С обязательно до 1 января 2004 г., определение плотности при 15 °С обязательно с 1 января 2004 г.</p> <p>2. Если по одному из показателей (плотности или выходу фракций) нефть относится к типу с меньшим номером, а по другому — к типу с большим номером, то нефть признают соответствующей типу с большим номером.</p>											

4.4 По степени подготовки нефти 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 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)	66,7 (500)	66,7 (500)	По ГОСТ 1756 и 9.8 настоящего стандарта
5 Содержание хлорорганических соединений, млн. ⁻¹ (ppm)	Не нормируется. Определение обязательно			Приложение А [6]
<p>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.</p>				

ГОСТ Р 51858—2002

4.5 По массовой доле сероводорода и легких меркаптанов нефть подразделяют на виды 1—3 (таблица 4).

Т а б л и ц а 4 — Виды нефти

Наименование показателя	Норма для нефти вида			Метод испытания
	1	2	3	
1 Массовая доля сероводорода, млн. ⁻¹ (ppm), не более	20	50	100	По ГОСТ Р 50802 и 9.9 настоящего стандарта
2 Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн. ⁻¹ (ppm), не более	40	60	100	
<p>П р и м е ч а н и я</p> <p>1 Нормы по показателям таблицы 4 являются факультативными до 1 января 2004 г. Определение обязательно для набора данных.</p> <p>2 Нефть с нормой «менее 20 млн.⁻¹» по показателю 1 таблицы считают не содержащей сероводород.</p>				

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 (при поставке потребителю в России) массовой доли серы 1,15 % (класс 2), плотностью при 20 °С 860,0 (тип 2), концентрации хлористых солей 120 мг/дм³, массовой доли воды 0,40 % (группа 2), при отсутствии сероводорода (вид 1) обозначают «2.2.2.1 ГОСТ Р 51858—2002».

2) Нефть (при поставке на экспорт) массовой доли серы 1,15 % (класс 2), плотностью при 20 °С 860,0 кг/м³, объемной доли фракций до 200 °С — 26 %, до 300 °С — 46 %, до 350 °С — 55 %, массовой доли парафина 4,1 % (тип 2э), концентрации хлористых солей 90 мг/дм³, массовой доли воды 0,40 % (группа 1), при отсутствии сероводорода (вид 1) обозначают «2.2э.1.1 ГОСТ Р 51858—2002».

5 Технические требования

5.1 Перед сдачей транспортной организации для поставки потребителям нефть подлежит подготовке согласно технологическому регламенту, утвержденному в установленном порядке.

5.2 Нефть должна соответствовать требованиям таблиц 3 и 4.

5.3 Нефть, поставляемая на экспорт, должна соответствовать требованиям таблицы 3, группы 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 ГН 2.2.5.698—98 [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/м³), при хранении и лабораторных испытаниях — к 4-му классу опасности (предельно допустимая концентрация по легким углеводородам в пересчете на углерод — не более 300 мг/м³). Нефть, содержащую сероводород массовой доли более 20 млн⁻¹, считают сероводородсодержащей и относят к 3-му классу опасности. Предельно допустимая концентрация сероводорода в смеси с углеводородами C₁—C₅ в воздухе рабочей зоны — не более 3 мг/м³.

6.3 Класс опасности нефти — по ГОСТ 12.1.007.

6.4 При отборе проб нефти, выполнении 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 — ПА-Т3 по ГОСТ Р 51330.11. Температура самовоспламенения нефти выше 250 °С.

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/дм³, для нефти классов 1, 2 — не более 0,3 мг/дм³; водных объектов рыбохозяйственного назначения — не более 0,05 мг/дм³ 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 (паспорт качества).

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;
- концентрация (массовая доля) хлористых солей.

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;
- 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 паспорт качества испытываемой партии нефти и в паспорта 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 паспорт качества на данную партию нефти.

9 Методы испытаний

9.1 Для определения механических примесей и парафина составляют накопительную пробу равных количеств нефти всех объединенных проб за период между измерениями. Пробу помещают в герметичный сосуд.

9.2 Массовую долю серы в нефти определяют по ГОСТ 1437 или по приложению А [7].

При разногласиях в оценке качества нефти по массовой доле серы определение выполняют по ГОСТ 1437.

9.3 Плотность нефти при температуре 20 °С определяют по ГОСТ 3900, 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.

9.4 Выход фракций нефти определяют по ГОСТ 2177 (метод Б).

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 ксилола или толуола.

9.6 Концентрацию хлористых солей в нефти определяют по ГОСТ 21534. Допускается применять метод согласно приложению А [4].

При разногласиях в оценке качества нефти концентрацию хлористых солей определяют методом А по ГОСТ 21534 с кипячением водной вытяжки.

9.7 Массовую долю механических примесей определяют по ГОСТ 6370.

9.8 Давление насыщенных паров нефти определяют по ГОСТ 1756.

Допускается применять методы испытаний согласно приложению А [9].

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

9.9 Массовую долю сероводорода, метил- и этилмеркаптанов определяют по ГОСТ Р 50802.

9.10 Массовую долю парафина в нефти определяют по ГОСТ 11851.

9.11 Определение хлорорганических соединений в нефти — по приложению А [6].

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 ASTM Д 445—96 Метод определения кинематической вязкости в прозрачных и непрозрачных жидкостях (и расчет динамической вязкости)
- 2 ASTM Д 1250—80 (97) Стандартное руководство по применению таблиц измерения параметров нефти и нефтепродуктов
- 3 ASTM Д 1298—99 Метод определения плотности, относительной плотности (удельного веса) или плотности в градусах API сырых нефтей и жидких углеводородов с помощью ареометра
- 4 ASTM Д 3230—90(97) Сырая нефть. Определение солей электрометрическим методом
- 5 ASTM Д 4006—81 Вода в сырых нефтях. Метод дистилляции
- 6 ASTM Д 4929—99 Стандартный метод определения органических хлоридов, содержащихся в сырой нефти
- 7 ASTM Д 4294—98 Нефтепродукты. Определение серы бездисперсионным рентгеноспектральным флуоресцентным методом
- 8 ASTM Д 5002—99 Стандартный метод определения плотности и относительной плотности сырой нефти цифровым анализатором плотности
- 9 ASTM Д 6377—99 Стандартный метод определения давления паров сырой нефти VPCR_x (метод расширения)

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Библиография

- [1] ГН 2.2.5.686—98 Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Ключевые слова: нефть, экспорт, качество, классификация, требования, степень подготовки, транспортирование, паспорт качества, приемосдаточные испытания, периодические определения, методы испытаний

Редактор *Р.С. Федорова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *Р.А. Ментова*
Компьютерная верстка *Е.Н. Мартымяновой*

Изд. лиц. № 02354 от 14.07.2000. Сдано в набор 21.03.2002. Подписано в печать 08.05.2002. Усл. печ. л. 1,40.
Уч.-изд. л. 0,90. Тираж 600 экз. С 5312. Зак. 401.

ИПК Издательство стандартов, 107076 Москва, Колодезный пер., 14.
<http://www.standards.ru> e-mail: info@standards.ru
Набрано в Издательстве на ПЭВМ
Филиал ИПК Издательство стандартов — тип. «Московский печатник», 103062 Москва, Лялин пер., 6.
Плр № 080102