МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ОКП 02 45IO

УДК 665.6I

Группа А 22

УТВЕРЖДАЮ

Директор Департамента
научно-технического
развития корпорации
"Роснефтегаз"

А.А.Джавадян

2I.0I.93 г.

НЕФТЬ РОССИЙСКАЯ, ПОСТАВЛЯЕМАЯ ДЛЯ ЭКСПОРТА

Технические условия

ТУ 39- I623 - 93

(взамен ТУ 39-0I-07-622-80)

Дата введения 0I.02.93

СОГЛАСОВАНО:

Директор Департамента
прогнозирования разработки
месторождений и добычи
нефти и газа

Ю.Н.Агеев

Директор по товарно-
коммерческой деятельности
компании "Транснефть"

Ю.Н.Сиповский

Начальник инженерно-
технического отдела
Государственной нефтяной
компании "Нефта, Москва"

Д.И.Елагин

Первый заместитель
директора ИПТЭР

К.Р.Низамов

Руководитель работы,с.н.с.

В.Н.Чурин

Настоящие технические условия не
могут быть полностью или частично
воспроизведены,тиражированы или
распространены без разрешения
ИПТЭР

1993

Подп. и дата | Инв.№ дубл. | Взам.инв.№ | Подп. и дата | Инв.№ подл.

gost.e-ecolog.ru

Настоящие технические условия распространяются на смеси нефтей, поставляемые предприятиями Российской Федерации для экспорта в морских портах перевалки, пограничных пунктах сдачи и в прямой железнодорожной заадресовке.

Требования настоящих технических условий являются обязательными.

I. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

I.I. Нефть, поставляемая для экспорта (далее - "нефть") должна соответствовать требованиям настоящих технических условий.

I.2. По физико-химическим свойствам нефть подразделяют на типы согласно таблице I.

Таблица I

Наименование показателя	Норма для типа I	2	3	4	Метод испытания
I. Плотность при 20 °С, кг/м³, не более	850	870	890	895	По ГОСТ 3900-85 и по пп.3.2, 3.5 настоящих техусловий
2. Выход фракций, % объемных, не менее					
при температуре до 200 °С	25	2I	2I	I9	По ГОСТ 2I77-82 и по п.3.2 настоящих техусловий
при температуре до 300°С	45	43	4I	35	
при температуре до 350°С	55	53	50	48	
3. Массовая доля серы,%, не более	0,6	I,8	2,5	3,5	По ГОСТ I437-75 и по п.3.5 настоящих техусловий
4. Массовая доля парафина, %, не более	6	6	6	не нормируется	По ГОСТ II85I-85 и по п.3.5 настоящих техусловий
5. Концентрация тяжелых металлов: ванадия, никеля и других	До 0I.0I.94 г. не нормируется. Определение производят для набора данных				По ГОСТ I0364-90 и по пп.3.4; 3.5 настоящих техусловий

I.3. По степени подготовки нефть должна соответствовать нормам, указанным в таблице 2.

Таблица 2

Наименование показателя	Значение показателя для группы			Метод испытания
	I	2	3	
Массовая доля воды, %, не более	0,5	I,0	I,0	По ГОСТ 2477-65 и по п.3.5 настоящих техусловий
Концентрация хлористых солей, мг/дм^3, не более	I00	300	900	По ГОСТ 2I534-76 и по п.3.5 настоящих техусловий
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05	0,05	0,05	По ГОСТ 6370-83

Примечание: Нефти I и 2 типов сдаются с массовой долей воды не более I,0 %, концентрацией хлористых солей не более I00 мг/дм^3.

I.4. Если нефть по ряду показателей соответствует более высокому типу или группе, а хотя бы по одному более низкому типу или группе, то нефть относят к более низкому типу, группе.

2. ПРАВИЛА ПРИЕМКИ

2.I. Нефть принимают партиями. Партией считают любое количество нефти, единовременно отправленное в один адрес и сопровождаемое одним документом о качестве;

при приемке непосредственно на потоке в нефтепроводе при непрерывном перекачивании - количество нефти, перекаченное через узел учета за сутки, смену или другой период времени по согласованию поставщика и потребителя;

при приемке непосредственно на потоке в нефтепроводе при периодическом перекачивании с отпуском в транспортное средство - количество нефти, загруженное в транспортное средство;

при приемке в резервуарах - количество нефти, находящееся в каждом резервуаре;

при приемке нефти в железнодорожных цистернах - количество нефти, находящееся в одной цистерне или группе цистерн.

2.2. Нефть предъявляют к приемке на приемо-сдаточных пунктах (ПСП). ПСП должен быть оснащен основными и резервными средствами (системами) измерений и другим технологическим оборудованием, обеспечивающим возможность приемки нефти по количеству и качеству.

В качестве основных систем измерений применяют автоматизированные узлы учета нефти со средствами измерений с пределом допускаемых погрешностей по ГОСТ 26976-86 и по п.3.5 настоящих ТУ.

В качестве резервных средств и систем измерений на ПСП применяют резервуары или другие рабочие средства измерений, откалиброванные в установленном порядке и обеспечивающие точность измерений не ниже предусмотренных ГОСТ 26976-86 и п.3.5 настоящих ТУ.

Узлы учета и аналитические лаборатории, выполняющие измерения физикс -химических показателей, должны быть аттестованы в установленном порядке.

2.3. Каждую партию нефти принимают по массе нетто. Измерение массы производят по ГОСТ 26976-86 и инструкциям по учету нефти, утвержденным в установленном порядке (РД 39-0147103-343-89 и другие). При измерении массы нефти на узлах учета одновременно измеряют объем нефти, температуру, давление и плотность нефти.

2.4. Для проверки на соответствие нефти требованиям технических условий проводят приемо-сдаточные и периодические испытания:

2.4.1. Приемо-сдаточные испытания проводят для каждой партии нефти по показателям:

плотность;

массовая доля воды;

концентрация хлористых солей;

массовая доля серы. При отсутствии или неисправности автоматического анализатора допускается определять массовую долю серы периодически в сроки по согласованию поставщика и потребителя.

Результаты испытания заносят в паспорт на партию нефти.

При получении неудовлетворительных результатов испытаний по любому из показателей (или возникновении разногласий) по нему производят повторно испытания той же пробы. Результаты повторных испытаний распространяют на всю партию.

2.4.2. Периодические испытания проводят в сроки по согласованию поставщика и потребителя по показателям:

массовая доля механических примесей;

фракционный состав;

массовая доля парафина;

определение ванадия (и других тяжелых металлов согласно п.3.4).

2.5. Результаты периодических испытаний указывают в паспортах всех последующих партий нефти до очередного периодического испытания.

При получении неудовлетворительных результатов периодических испытаний хотя бы по одному показателю испытания по данному показателю переводят в категорию приемо-сдаточных и проводят испытания для каждой партии до получения положительных результатов не менее, чем в трех партиях подряд.

2.6. Потребительские свойства нефти оценивают по фракционному составу, плотности и массовой доле серы. В качестве основного приемо-сдаточного показателя используется плотность нефти.

2.7. В случае возникновения разногласий в оценке качества нефти пробу испытывают в лаборатории, определенной соглашением поставщика и потребителя.

3. МЕТОДЫ ИСПЫТАНИЙ

3.1. Для проведения испытаний отбирают объединенную пробу нефти по ГОСТ 2517-85 с объемом пробы не менее 2 $дм^3$. Перед разделением пробы на аналитическую и контрольную её тщательно перемешивают.

По согласованию с транспортной организацией и потребителем нефти допускается отбор проб из нефтепровода в период заполнения или откачки нефти, находящейся в резервуаре или транспортном средстве.

3.2. В качестве арбитражных рекомендуются следующие лабораторные методы:

определение серы - по ГОСТ 1437-75;

определение плотности нефти- по ГОСТ 3900-85 и МИ 2153-91;

определение фракционного состава нефти - по ГОСТ 2177-82 и п.3.3 настоящих ТУ;

определение воды в нефти - по ГОСТ 2477-65;

определение хлористых солей в нефти - по ГОСТ 21534-76;

определение механических примесей- по ГОСТ 6370-83;

определение парафина в нефти - по ГОСТ 11851-85;

определение ванадия - по ГОСТ 10364-90 и п.3.4 настоящих ТУ.

3.3. Фракционный состав нефти определяют по ГОСТ 2177-82. При производстве анализа отмечают температуры кипения и объем конденсата в приемном цилиндре при температуре кипения 100 °С и далее через каждые 20 °С. Если при перегонке температура поднимается выше 350 °С или наблюдается разложение пробы, прекращают нагревание и отмечают температуру конца кипения, выход фракции, остаток и потери. Данные заносят в паспорт.

3.4. Определение содержания ванадия, никеля, железа и других тяжелых металлов в нефти производят по требованию потребителя. Результаты измерений заносят в паспорт.

Определение ванадия производят по ГОСТ I0364-90. Рекомендуется определение тяжелых металлов, в том числе ванадия, никеля, железа производить атомно-абсорбционным спектрометрическим или эмиссионным спектральным методами.

3.5. Для определения показателей качества и плотности нефти при условиях сдачи применяют поточные или лабораторные анализаторы, прошедшие государственные приемочные испытания или метрологическую аттестацию, обеспеченные средствами и методами поверки, имеющие погрешности измерения показателей в диапазоне измеряемых величин, не превышающие приведенные в табл.3.

Таблица 3

Наименование показателей	Предел основной приведенной погрешности измерения, %
Массовая доля серы	4
Плотность	0,I
Массовая доля воды	6
Концентрация хлористых солей	I0
Массовая доля механических примесей	20
Фракционный состав	5
Массовая доля парафина	I0
Массовая доля ванадия	I0

4. ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ

Транспортирование и хранение нефти - по ГОСТ I5I0-84.

5. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

5.I. При выполнении товаро-транспортных и производственных операций с нефтью, отборе проб и проведении анализов необходимо соблюдать общие правила техники безопасности, инструкции по безопасности труда по видам работ в нефтяной и газовой промышленности.

При работах с нефтью необходимо соблюдать герметизацию оборудования с целью исключения попадания паров нефти в воздушную среду помещений. Помещения, где производят работы с нефтью, должны быть снабжены приточно-вытяжной вентиляцией.

При работах с нефтью необходимо применять индивидуальные средства защиты в соответствии с типовыми отраслевыми нормами, утвержденными в установленном порядке.

5.2. Предельно допустимая концентрация нефтяных паров в воздухе рабочей зоны 300 мг/м^3 (в пересчете на углерод), по ГОСТ I2.I.005-88.

Нефть относится к четвертому классу опасности по ГОСТ I2.I.007-76.

5.3. Нефть является жидким горючим продуктом с температурой вспышки ниже 0 °С и температурой самовоспламенения выше 500 °С.

6. ТРЕБОВАНИЯ ОХРАНЫ ПРИРОДЫ

6.I. При хранении, транспортировании нефти и приемо-сдаточных операциях должны быть приняты меры, снижающие или исключающие потери легких углеводородов от испарения.

6.2. Утечки нефти должны немедленно устраняться, аварийные разливы нефти ликвидироваться в соответствии с действующими правилами. Резервуарные парки, узлы учета и переключения должны иметь заграждение, обваловку и систему сбора разливов.

6.3. Сточные воды насосных станций и резервуарных парков должны очищаться от нефти и механических примесей. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод-по ГОСТ I7.I.3.05-82.

Предельно допустимая концентрация нефти в воде объектов хозяйственно-питьевого назначения и культурно-бытового пользования не более 0,I мг/дм^3, водных объектов рыбохозяйственного назначения-не более 0,05 мг/дм^3 по СанПиН 4680-88.

6.4. Транспортирование и хранение нефти не должно оказывать воздействия на экологическую обстановку за пределами санитарно-защитной зоны предприятий нефтяной и газовой промышленности.

7. ГАРАНТИИ ПОСТАВЩИКА

Поставщик должен гарантировать соответствие качества нефти, поставляемой для экспорта, требованиям настоящих технических условий при соблюдении условий транспортирования и хранения, установленных в ГОСТ 1510-84.

Перечень документов,
на которые даны ссылки в данных технических
условиях ТУ 39-1623-93

ГОСТ 12.1.004-91	ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.005-88	ССБТ. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования
ГОСТ 12.1.007-76	ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.011-78	ССБТ. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний
ГОСТ 17.1.2.05-82	Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами
ГОСТ 1437-76	Нефтепродукты темные. Ускоренный метод определения содержания серы
ГОСТ 1510-84	Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка и транспортирование
ГОСТ 2177-82	Нефтепродукты. Метод определения фракционного состава
ГОСТ 2477-65	Нефтепродукты. Метод количественного определения содержания воды
ГОСТ 2517-85	Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб
ГОСТ 3900-85	Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности
ГОСТ 6370-83	Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения содержания механических примесей
ГОСТ 9965-76	Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий. Технические условия
ГОСТ 10364-90	Нефтепродукты темные. Определение содержания ванадия методом колориметрирования

Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | Инв. № дубл. | Подп. и дата

ГОСТ 11851-85	Нефть. Метод определения содержания парафина
ГОСТ 21534-76	Нефть. Методы определения содержания хлористых солей
ГОСТ 26976-86	ГСИ Нефть и нефтепродукты. Методы измерения массы
МИ 2153-91	Плотность нефти при учетно-расчетных операциях. Методика выполнения измерений ареометром
СанПиН 4680-88	Санитарные правила и нормы охраны поверхностных вод от загрязнений
РД 39-0147103--343-89	Инструкция по учету и проведению учетно-расчетных операций при приеме и поставках нефти

Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | Инв. № дубл. | Подп. и дата

gost.e-ecolog.ru