Государственный научный метрологический центр
Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии
ГНМЦ ВНИИР

УТВЕРЖДАЮ
Директор ГНМЦ ВНИИР
_____ В.Г. Иванов
"29" 05 1998 г.

Р Е К О М Е Н Д А Ц И Я

Государственная система обеспечения
единства измерений

КАЧЕСТВО НЕФТИ. НОРМИРУЕМЫЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АНАЛИЗАТОРОВ И НОРМЫ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ ПОКАЗАТЕЛЕЙ.

МИ 2415-97

Казань 1997

gost.e-ecolog.ru

РАЗРАБОТЧИКИ:

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии (ВНИИР) Госстандарта России:

Иванов В.П., канд. техн. наук

Немиров М.С., канд. техн. наук

Фишман И.И., канд. физ.-мат. наук

Пашинкин А.П. канд.хим.наук

ЗАО "Центр МО" Бельзецкий В.Б.

РЕКОМЕНДАЦИЯ ПО МЕТРОЛОГИИ Т 86.5

Качество нефти.
Нормируемые метрологические характеристики анализаторов и нормы погрешности измерений показателей. **МИ 2415-97**

Настоящая рекомендация распространяется на качество (состав и свойства) нефти и устанавливает номенклатуру, способы нормирования и формы представления метрологических характеристик анализаторов качества нефти (далее - анализаторов), предназначенных для измерений показателей качества нефти (плотности, давления насыщенных паров, массовой доли воды, концентрации хлористых солей ,массовой доли механических примесей, массовой доли серы, массовой доли сероводорода и легких меркаптанов, массовой доли тяжелых металлов), и общие требования к способу оценки погрешности анализаторов и их поверке.

Настоящая рекомендация устанавливает также нормы погрешности измерений показателей качества нефти и общие требования к методикам выполнения измерений (МВИ) этих показателей.

Настоящая рекомендация распространяется на проектируемые и находящиеся в эксплуатации в условиях приема и сдачи нефти отечественные и зарубежные поточные и лабораторные анализаторы. При этом допускают к применению анализаторы, прошедшие испытания с целью утверждения типа.

1. МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АНАЛИЗАТОРОВ

1.1. В качестве основных метрологических характеристик нормируют:

а) характеристики погрешности Δ анализатора;

б) стабильность выходных сигналов (показаний);

в) диапазон измерений;

г) характеристики отсчетного устройства анализатора;

д) функция влияния $\psi(\xi)$ влияющих величин и неинформативных параметров входного сигнала;

е) наибольшее допускаемое изменение характеристики погрешности анализатора, вызванное изменением ввлияющих величин и неинформативных параметров входного сигнала - $\Delta L(\xi)$.

1.2. Комплекс метрологических характеристик по п. 1.1 а-г должен нормироваться для нормальных или рабочих условий применения анализаторов.

2. СПОСОБЫ НОРМИРОВАНИЯ И ФОРМЫ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК АНАЛИЗАТОРОВ

2.1. Характеристики погрешности анализатора должны нормироваться пределами допускаемых значений *основной погрешности* Δ_q.

2.2. Пределы допускаемых значений основной погрешности Δ_q должны устанавливаться в виде абсолютных, относительных или приведенных погрешностей.

2.3. Функции влияния $\psi(\xi)$ определяют как зависимости изменений характеристик погрешностей Δ от изменения влияющих величин и неинформативных параметров в рабочих условиях применения анализаторов.

2.4. Функции влияния $\psi(\xi)$ должны представляться в виде формул, графиков или таблиц.

2.5. Наибольшие допускаемые изменения характеристики погрешности $\Delta L(\xi)$ должны нормироваться областью, лежашей вокруг действительного значения Δ_q, определенной при нормальных условиях.

2.6. Если значение Δ нормируют для рабочих условий применения анализаторов, то функции $\psi(\xi)$ и $\Delta L(\xi)$ не нормируются.

2.7. Стабильность выходного сигнала (показания) анализатора нормируют временем, в течение которого изменение выходного сигнала (показания) не выходит за 0,5 предела допускаемого значения основной погрешности при постоянном входном сигнале.

2.8. Характеристики отсчетного устройства анализатора - цена деления равномерной шкалы, наибольшая и наименьшая цена деления неравномерной шкалы, выходной код, количество разрядов кода и наименьшая цена деления единицы наименьшего разряда кода должны устанавливаться в технических условиях на анализаторы конкретного типа.

3. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СПОСОБУ ОЦЕНКИ ПОГРЕШНОСТИ АНАЛИЗАТОРОВ И ИХ ПОВЕРКЕ

3.1. Нормальные условия при определении метрологических характеристик анализаторов должны соответствовать ГОСТ 8.395.

3.2. За пределы допускаемых значений основной погрешности анализатора принимают максимальные значения, полученные в одной из трех точек , соответствующих 20, 50 и 80 % диапазона.

В обоснованных случаях число точек может быть изменено.

3.3. Для определения основной и дополнительной погрешностей анализаторов должны применяться средства измерений с погрешностью, обеспечивающей поверку анализаторов, которая должна быть регламентирована в нормативном документе на методику поверки поРД 50-660-88.

При поверке допускается использовать эталоны (образцовые средства измерений), поверочные установки, а также стандартные образцы, поверочные пробы , аттестованные во время поверки или применяемые непосредственно после приготовления.

4.НОРМЫ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ АНАЛИЗАТОРОВ

4.1. При определении массы нетто нефти объемно-массовым динамическим и статическим методами по ГОСТ 26976, анализаторами измеряют : плотность, содержание массовой доли воды, концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей.

Нормы допускаемой погрешности измерений показателей качества назначают из условия , что погрешность измерений массы нетто нефти не превысит установленную в действующей нормативной документации на методы измерений массы нефти.

4.2. При определении объема нефти турбинными преобразователями расхода (ТПР) измеряют вязкость нефти для коррекции выходных сигналов ТПР.

Нормы допускаемой погрешности измерений вязкости назначают из условия определения минимальной чувствительности изменения выходного сигнала ТПР от вязкости.

4.3. Нормы допускаемой погрешности измерений объемной доли газа в нефти назначают из условия статистически незначимого значения изменения допускаемой погрешно-

сти массы нетто нефти по ГОСТ 26976 с учетом метрологических характеристик анализаторов объемной доли газа в нефти.

4.4. При оценке (измерениях показателей) качества нефти для определения соответствия нефти классу, типу, группе и подгруппе стандарта или отдельным техническим условиям на поставку нефти, (по согласованию поставщика и получателя на одном приемосдаточном пункте) нормы допускаемой погрешности измерений устанавливают при согласовании с нормами на показатели качества в ТУ и ГОСТ на нефть с учетом международного стандарта ИСО 4259.

4.5. Нормы допускаемых погрешностей измерений показателей качества нефти представлены в таблице.

Если анализаторы используют одновременно для измерений массы и определения соответствия нефти стандартам и отдельным техническим условиям, их допускаемая погрешность должна быть не более указанной в графах 3 или 4 таблицы.

5. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К МЕТОДИКАМ ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ

5.1. Выполнение измерений с применением анализаторов в рабочих условиях должно осуществляться в соответствии с нормативным документом на МВИ по ГОСТ Р 8.563.

5.2. МВИ должна быть аттестована:

- в диапазоне изменений измеряемого показателя качества в рабочих условиях с учетом системы отбора и подготовки пробы для анализа;

- в диапазоне изменения влияющих величин и неинформативных параметров;

- с учетом погрешности за счет нестабильности выходного сигнала (показаний) анализаторов в межповерочном интервале времени.

5.3. Допускаемые погрешности измерений в соответствии с МВИ должны выражаться пределами допускаемой абсолютной погрешности.

Таблица

Показатель качества нефти	Диапазон измерений	Нормы допускаемой погрешности при		
		измерениях массы нетто нефти		оценке качества нефти
		объемно-массовым статическим методом	объемно-массовым динамическим методом	
1	2	3	4	5
Плотность, кг/м^3	700-1000	± 0,5	± 0,5	± 1,4
Массовая доля воды, %	0 - 2,0	± 0,08	± 0,1	± 0,18
Концентрация хлористых солей, мг/дм	0 - 100	± 10,0	± 10,0	± 5,0
	0 - 500	± 25	± 25	± 50
	0 - 2000	± 100	± 100	± 200
Массовая доля механических примесей, %	0 - 0,05	± 0,015	± 0,015	± 0,025
Массовая доля серы, %	0 - 0,6			± 0,02
	0,1 - 1,8			± 0,06
	1,8 - 5,0			± 0,18
Давление насыщенных паров, кПа	30 - 260			± 2,0
Массовая доля тяжелых металлов, мкг/кг	35,0-60,0			6,0
Массовая доля сероводорода и легких меркаптанов,мкг/кг	0 - 20,0			2,0

gost.e-ecolog.ru