ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАУЧНЫЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ
(ГНМЦ ВНИИР)

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ ВЛАГОСОДЕРЖАНИЕ НЕФТИ В МАССОВЫХ ДОЛЯХ. МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ВЛАГОМЕРАМИ СВЧ ТИПА УДВН.

РЕКОМЕНДАЦИЯ МИ 2364-2003

gost.e-ecolog.ru

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ ВЛАГОСОДЕРЖАНИЕ НЕФТИ В МАССОВЫХ ДОЛЯХ. МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ВЛАГОМЕРАМИ СВЧ ТИПА УДВН.

РЕКОМЕНДАЦИЯ МИ 2364-2003

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ДАННЫЕ

РАЗРАБОТАНА Государственным научным метрологическим центром Всероссийским научно-исследовательским институтом расходометрии (ГНМЦ ВНИИР).

УТВЕРЖДЕНА ГНМЦ ВНИИР 26 июня 2003 г.

ЗАРЕГИСТРИРОВАНА ВНИИМС 30 июня 2003 г.

ВЗАМЕН МИ 2364-96.

Настоящая Рекомендация распространяется на влагосодержание нефти в массовых долях и устанавливает методику выполнения его измерений влагомерами, принцип действия которых основан на методе СВЧ (поточными и лабораторными типа УДВН).

Рекомендация распространяется на нефти и смеси нефтей, сдаваемые нефтегазодобывающими объединениями и транспортируемые потребителям организациями нефтепроводного транспорта, а также на нефти, сдаваемые и принимаемые управлениями магистральных нефтепроводов.

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель директора
ГНМЦ ВНИИР по научной работе
М.С.НЕМИРОВ
26 июня 2003 года

Государственная система обеспечения единства измерений.

Влагосодержание нефти в массовых долях. Методика выполнения измерений влагомерами СВЧ типа УДВН"

МИ 2364-2003

1. НОРМЫ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

1.1. Методика выполнения измерений обеспечивает выполнение измерений в диапазоне (0,0 - 26,7)% масс. доли воды с погрешностью, не превышающей значений, приведенных в таблице 1.

Таблица 1

Тип влагомера	Диапазон измерения массовой доли воды в нефти влагомером, %	Пределы допускаемой погрешности измерений масс. доли воды, %
УДВН-1л	0,0 - 2,7	+/- 0,09
УДВН-1п	0,0 - 2,7	+/- 0,08
УДВН-1пм	0,0 - 2,7	+/- 0,08
УДВН-1пм1	0,0 - 8,0	+/- 0,15
УДВН-1пм2	0,0 - 13,4	+/- 0,23
УДВН-1пм3	0,0 - 26,7	+/- 0,30

1.2. Получение результатов измерений влагосодержания нефти с приписанной погрешностью гарантируется при соблюдении приемов, операций и правил, установленных в настоящей Рекомендации.

2. СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

2.1. При выполнении измерений с помощью лабораторного влагомера применяют следующие средства измерений:

- влагомер нефти лабораторный УДВН-1л;
- термометры жидкостные стеклянные типа А, класса точности 1,0 с ценой деления 0,1 °С по ГОСТ 28498;
- ареометры для нефти типа АНТ-1 или АН с пределами допускаемой основной погрешности: +/- 0,5 кг/куб. м по ГОСТ 18481;
- цилиндры для ареометров стеклянные типа 1 45/520 по ГОСТ 18481.

2.2. При выполнении измерений с помощью поточного влагомера применяют следующие средства измерений:

- влагомеры нефти поточные: УДВН-1п; УДВН-1пм; УДВН-1пм1; УДВН-1пм2; УДВН-1пм3; УДВН-1п;
- датчик температуры с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности +/- 2 °С, установленный в блоке измерений показателей качества (далее - БИК) в составе системы измерений количества и показателей качества нефти (далее - СИКН);
- преобразователь плотности поточный с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности +/- 0,3 кг/куб. м, установленный в БИК.

2.3. Допускается применять другие аналогичные по назначению средства измерений, если их характеристики не уступают указанным в настоящей Рекомендации.

3. МЕТОД ИЗМЕРЕНИЙ

3.1. Измерения влагосодержания нефти в объемных долях выполняют влагомерами СВЧ типа УДВН, принцип действия которых основан на поглощении энергии микроволнового излучения водонефтяной эмульсией. Первичный преобразователь, состоящий из СВЧ переключателя и платы управления, выдает аналоговые сигналы, пропорциональные СВЧ мощности в опорном и измерительном каналах. Поступающий с первичного преобразователя сигнал, пропорциональный величине объемной доли воды, %, преобразуется в электронном блоке и переводится в цифровой код.

3.2. Значение влагосодержания в массовых долях, %, вычисляют по значениям плотности и температуры, полученным в процессе выполнения измерений.

4. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

4.1. При выполнении измерений влагосодержания соблюдают требования безопасности, установленные в следующих документах:

"Правила технической эксплуатации электроустановок" (ПТЭ);

"Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителями" (ПТБ);

"Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (ПБНиГП) от 09.04.1998.

4.2. Легковоспламеняющиеся жидкости хранят в стеклянных банках Б-1 или склянках С-1 с притертыми пробками вместимостью 5 л (группа фасовки У1) по ГОСТ 3885, которые помещают в закрывающиеся металлические ящики со стенками и дном, выложенными негорючими материалами.

4.3. Особые условия по технике безопасности при эксплуатации влагомеров соблюдают в соответствии с требованиями эксплуатационных документов на конкретный тип используемого влагомера.

5. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ОПЕРАТОРОВ

5.1. К выполнению измерений и обработке их результатов допускают лиц, достигших 18 лет, имеющих соответствующее техническое образование, ознакомленных с используемым оборудованием, изучивших эксплуатационную документацию на средства измерений и настоящую Рекомендацию, прошедших инструктаж по технике безопасности, имеющих опыт работ и аттестованных в порядке, установленном руководством предприятия.

6. УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЙ

6.1. При выполнении измерений с помощью лабораторного влагомера соблюдают следующие условия:

температура окружающего воздуха, °С	20 +/- 5;
атмосферное давление, кПа	101,3 +/- 4;
относительная влажность, %	30...80;
напряжение питания, В	220 +/- 4,4;
частота напряжения питания, Гц	50 +/- 0,5;
температура измеряемой среды, °С	20 +/- 5.

6.2. При выполнении измерений с помощью поточного влагомера соблюдают следующие условия:

температура окружающего воздуха, °С	+5...+40;
атмосферное давление, кПа	101,3 +/- 4;
относительная влажность, %	30...80;
напряжение питания, В	220 +/-4,4;
частота напряжения питания, Гц	50 +/- 0,5;
давление нефти в трубопроводе, МПа, не более	60;
температура измеряемой среды, °С	+5...+50.

6.3. Параметры измеряемой среды:

содержание солей в товарной нефти, мг/л, не более	900;
содержание солей в сырой нефти, %, не более	20;
содержание сернистых соединений, масс. доля, %, не более	5;
содержание мехпримесей, масс. доля, %, не более	0,1;
содержание парафина, масс. доля, %, не более	6;
плотность, кг/куб. м	750...900.

7. ПОДГОТОВКА К ВЫПОЛНЕНИЮ ИЗМЕРЕНИЙ

При подготовке к выполнению измерений проводят следующие работы:

7.1. Изучают эксплуатационную документацию на применяемые средства измерений и вспомогательные устройства и необходимые нормативные документы. Проверяют наличие свидетельств о поверке.

7.2. Лабораторный влагомер перед выполнением измерений промывают и просушивают, а также подготавливают вспомогательное оборудование (стеклянную посуду, промывочные жидкости, термометр и набор ареометров). Снимают показания влагомера на воздухе. Если разность полученных и занесенных в протокол поверки показаний на воздухе превышает основную абсолютную погрешность, то влагомер заново градуируют и поверяют.

7.3. При вводе в эксплуатацию поточного влагомера проверяют правильность монтажа, проводят опробование влагомера в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации. Снимают показания влагомера на воздухе. Если разность полученных и занесенных в протокол поверки показаний на воздухе превышает основную абсолютную погрешность, то влагомер заново градуируют и поверяют.

8. ВЫПОЛНЕНИЕ ИЗМЕРЕНИЙ

8.1. Измерения влагосодержания в объемных долях, %, лабораторными влагомерами выполняют в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации влагомеров. Измеряют температуру и плотность отобранной для выполнения измерений пробы нефти.

8.2. Измерения влагосодержания в объемных долях, %, поточными влагомерами проводят одновременно с измерениями значений плотности и температуры в БИК в составе СИКН.

9. ВЫЧИСЛЕНИЕ И ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

9.1. Влагосодержание нефти в массовых долях, %, ($W_м$) рассчитывают по формуле:

$$W_м = W_{об} \times \frac{ро_в}{ро_н}, \quad (1)$$

где:

$W_{об}$ – влагосодержание в объемных долях, %, измеренное влагомером;

$ро_в$ – плотность воды при температуре измерений влагосодержания нефти, кг/куб. м;

$ро_н$ – плотность нефти при температуре измерений влагосодержания нефти, кг/куб. м.

Если температуры измерений плотности и влагосодержания разные, то измеренное значение плотности нефти приводят к температуре измерений влагосодержания нефти по формуле:

$$ро_н = ро_{из} [1 + бета (t_{из} - t)], \quad (2)$$

где:

$\rho_{из}$ - значение плотности нефти, приведенное к температуре измерений влагосодержания, кг/куб. м;

$\rho_{н}$ - измеренное значение плотности, кг/куб. м;

β - коэффициент объемного расширения нефти (по МИ 2153, прил. 2);

$t_{н}$ - температура нефти при измерениях плотности, °С;

$t_{из}$ - температура нефти при измерениях влагосодержания, °С.

9.2. Результаты измерений и вычислений влагосодержания оформляют записью в журнале по форме, приведенной в таблице 2.

Таблица 2

Объемная доля воды, $W_{об}$, %	Температура нефти, t, °С	Плотность нефти, $\rho_{н}$, кг/куб. м	Массовая доля воды, $W_{м}$, %

10. КОНТРОЛЬ ПОГРЕШНОСТИ МВИ

10.1. Целесообразность внутреннего контроля погрешности МВИ при ее использовании и его периодичность определяет руководство предприятия.

10.2. Периодический контроль погрешности МВИ влагосодержания нефти в массовых долях с помощью лабораторного влагомера проводят следующим образом:

- готовят поверочную пробу искусственной водонефтяной эмульсии для одной из реперных точек одним из способов, приведенным в МИ 2366;

- пересчитывают значение влагосодержания поверочной пробы в массовые доли воды ($W_{п.п.}$) по формуле (1) настоящей Рекомендации;

- измеряют влагосодержание нефти в массовых долях приготовленной поверочной пробы с помощью лабораторного влагомера ($W_{м}$) согласно настоящей Рекомендации.

10.3. Периодический контроль погрешности МВИ влагосодержания нефти в массовых долях с помощью поточного влагомера проводят следующим образом:

- измеряют массовую долю воды ($W_м$) согласно настоящей Рекомендации с помощью поточного влагомера;

- одновременно отбирают пробу и измеряют значение объемной доли воды согласно приложению 2 МИ 2366;

- пересчитывают значение влагосодержания отобранной пробы в массовые доли воды ($W_{п.п.}$) по формуле (1) настоящей Рекомендации.

10.4. Погрешность измерений влагосодержания в массовых долях с помощью лабораторного и поточного влагомеров рассчитывают по формуле:

$$\Delta W = W_м - W_{п.п.}.$$

Рассчитанная погрешность не должна превышать предела допускаемой погрешности измерений, приведенной в таблице 1 настоящей Рекомендации.

БИБЛИОГРАФИЯ

ГОСТ 3885-73	Реактивы и особо чистые вещества. Правила приемки, отбор проб, фасовка, упаковка, маркировка, транспортирование и хранение.
ГОСТ 18481-81	Ареометры и цилиндры стеклянные. Общие технические условия.
ГОСТ 28498-90	Термометры жидкостные стеклянные. Общие технические требования. Методы испытаний.
МИ 2153-2001	ГСИ. Плотность нефти. Требования к методике выполнения измерений ареометром при учетных операциях.
МИ 2366-96	ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки.

gost.e-ecolog.ru