

**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**

**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
расходомерии (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.

**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	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: $\pm 0,5$ 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 $\pm 0,3$ 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) рассчитывают по формуле:

$$W = W_{об} \times \frac{\rho_{н}}{\rho_{в}}, \quad (1)$$

где:

W – влагосодержание в объемных долях, %, измеренное влагомером;

$W_{об}$

$\rho_{в}$ – плотность воды при температуре измерений влагосодержания нефти,

кг/куб. м;

$\rho_{н}$ – 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:

$$\rho_{н\ из} = \rho_{н} [1 + \beta (t - t_{из})], \quad (2)$$

где:

ρ_0 – значение плотности нефти, приведенное к температуре измерений
и
влажностного содержания, кг/куб. м;
 $\rho_{из}$ – измеренное значение плотности, кг/куб. м;
 β – коэффициент объемного расширения нефти (по МИ 2153, прил. 2);
 t – температура нефти при измерениях плотности, °C;
 $t_{из}$ – температура нефти при измерениях влажностного содержания, °C.

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

Таблица 2

Объемная доля воды, W , %		Температура нефти, t, °C		Плотность нефти, ρ_0 , кг/куб. м		Массовая доля воды, W , %	
об				н		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 влажностного содержания 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 влажностного содержания поверочной пробы в массовые доли воды (W) по формуле (1) настоящей Рекомендации;

п. п.

- измеряют влажностное содержание нефти в массовых долях приготовленной поверочной пробы с помощью лабораторного влагомера (W) согласно настоящей

м

Рекомендации.

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

- измеряют массовую долю воды (W) 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) по формуле (1) настоящей Рекомендации.

п.п.

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

$$\Delta W_m = W_m - W_{п.п.}.$$

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. |