

Государственный научный метрологический центр
Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии
(ГНМЦ ВНИИР)
ГОССТАНДАРТА РОССИИ

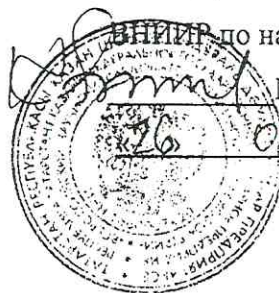
УТВЕРЖДАЮ

Зам. директора ГНМЦ

ВНИИР по научной работе

М.С.Немиров

06 2003г.



РЕКОМЕНДАЦИЯ

*ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ
ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ*

Нефть.

Влагосодержание в массовых долях.

Методика выполнения измерений влагомерами СВЧ типа УДВН.

МИ 2364-2003

г. Казань

2003г.

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ДАННЫЕ

РАЗРАБОТАНА	Государственным научным метрологическим центром Всероссийским научно-исследовательским институтом расходомерии (ГНМЦ ВНИИР)
ИСПОЛНИТЕЛИ	НЕМИРОВ М.С., к.т.н.; СИЛКИНА Т.Г.
УТВЕРЖДЕНА	ГНМЦ ВНИИР
АТТЕСТОВАНА	ГНМЦ ВНИИР
ЗАРЕГИСТРИРОВАНА	ВНИИМС _____
ВЗАМЕН МИ 2364-96	

Настоящая рекомендация не может быть полностью или частично воспроизведена, тиражирована и (или) распространена без разрешения ГНМЦ ВНИИР Госстандарта России

РЕКОМЕНДАЦИЯ

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ: НЕФТЬ ВЛАГОСОДЕРЖАНИЕ В МАССОВЫХ ДОЛЯХ. Методика выполнения измерений влагомерами СВЧ типа УДВН.	МИ 2364 - 2003
---	----------------

Настоящая рекомендация устанавливает методику выполнения измерений влаго- содержания нефти в массовых долях влагомерами, принцип действия, которых основан на методе СВЧ (поточными и лабораторными типа УДВН).

Рекомендация распространяется на нефти и смеси нефтей, сдаваемые нефтегазо- добывающими объединениями и транспортируемые потребителям организациями нефте- проводного транспорта, а также на нефти, сдаваемые и принимаемые управлениями магистральных нефтепроводов.

1. НОРМЫ И ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

1.1. Методика выполнения измерений обеспечивает выполнение измерений в диапазоне (0,0 – 26,00) % масс. доли воды с погрешностью, не превышающей значений, приведённых в таблице 1.

Таблица 1

ТИП ВЛАГОМЕРА	Диапазон измерения массовой доли воды в нефти влагомером, %	Предел 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

СОДЕРЖАНИЕ

1. Нормы и погрешности измерений	1
2. Средства измерений и вспомогательные устройства	2
3. Метод измерений	2
4. Требования безопасности	3
5. Требования к квалификации операторов	3
6. Условия измерений	3
7. Подготовка к выполнению измерений	4
8. Выполнение измерений	4
9. Вычисление и оформление результатов измерений	5
10. Контроль погрешности МВИ	6
11. Приложение А Перечень нормативных документов	7

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

2. СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА.

2.1. При выполнении измерений с помощью **лабораторного** влагомера применяют следующие средства измерений, вспомогательные устройства, реактивы и материалы:

- влагомер нефти лабораторный УДВН-1л;
- термометры жидкостные стеклянные типа А, класса точности 1.0 с ценой деления $0,1^{\circ}\text{C}$ по ГОСТ 28498;
- ареометры для нефти типа АНТ-1 или АН с пределом допускаемой основной погрешности $\pm 0,5 \text{ кг/м}^3$ по ГОСТ 18481;
- цилиндры для ареометров стеклянные типа 1 45\520 ГОСТ 18481.

2.2. При выполнении измерений с помощью **поточного** влагомера применяют следующие средства измерений, вспомогательные устройства, реактивы и материалы:

- влагомеры нефти поточные: УДВН-1п; УДВН-1пм; УДВН-1пм1; УДВН-1пм2; УДВН-1пм3; УДВН-1п;
- датчик температуры с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm 2^{\circ}\text{C}$. 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 $\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$, установленный в БИК.

2.3. Допускается применять другие аналогичные по назначению средства измерений и технические средства, если их характеристики не хуже указанных в данной рекомендации.

3. МЕТОД ИЗМЕРЕНИЙ

3.1. Измерение влагосодержания нефти в объёмных 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, выдаёт аналоговые сигналы, пропорциональные СВЧ мощности в опорном и измерительном каналах. Поступающий с первичного преобразователя сигнал, пропорциональный величине объёмной доли воды, (в %), преобразуется в электронном блоке и переводится в цифровой код.

3.2. Значение влагосодержания в массовых долях (в %) 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 потребителей”, (ПТБ);

“Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности”, ПБНиГП от 09.04.1998г.;

4.2. Легковоспламеняющиеся жидкости следует хранить 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, методикой выполнения измерений, 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/м ³	750 ... 900

7. ПОДГОТОВКА К ВЫПОЛНЕНИЮ ИЗМЕРЕНИЙ

При подготовке к выполнению измерений проводят следующие работы:

7.1. Изучают техническую 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 занесённых в протокол поверки показаний на воздухе превышает основную абсолютную погрешность, то влагомер необходимо переградуировать и поверить.

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 занесённых в протокол поверки показаний на воздухе превышает основную абсолютную погрешность, то влагомер необходимо переградуировать и поверить.

8. ВЫПОЛНЕНИЕ ИЗМЕРЕНИЙ.

8.1. Измерение влагосодержания в объёмных долях, в % **лабораторными** влагомерами выполняют в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации влагоме-

ров. Измеряют температуру и плотность отобранной для выполнения измерений пробы нефти.

8.2. Измерение влагосодержания в объёмных долях, в % **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, в % (W_m) рассчитывают по формуле

$$W_m = W_{об} \cdot \frac{\rho_v}{\rho_n}, \quad (1)$$

где $W_{об}$ - влагосодержание в объёмных долях, в %, измеренное влагомером;
 ρ_v - плотность воды при температуре измерения влагосодержания нефти, кг/м³;
 ρ_n - плотность нефти при температуре измерения влагосодержания нефти, кг/м³.

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

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

где ρ_n - значение плотности нефти приведенное к температуре измерения влагосодержания, кг/м³;
 $\rho_{из}$ - измеренное значение плотности, кг/м³;
 β - коэффициент объёмного расширения нефти:(по МИ 2153, прил.2);
 $t_{из}$ - температура нефти при измерении плотности, °С;
 t - температура нефти при измерении влагосодержания, °С.

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

Таблица 2

Объёмная доля воды, в % ($W_{об}$),	Температура нефти, t , в °С	Плотность нефти, ρ_n , в кг/м ³	Массовая доля воды, в % (W_m).

10. КОНТРОЛЬ ПОГРЕШНОСТИ МВИ

10.1. Целесообразность внутреннего контроля погрешности МВИ при её 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, приведённым в МИ 2366 “ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки.”;

- 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_m) 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_m) согласно настоящей рекомендации с помощью поточного влагомера;

- одновременно отбирают пробу и измеряют значение объёмной 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 измерения 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, приведённой в таблице 1. настоящей рекомендации.

П Е Р Е Ч Е Н Ъ
нормативных документов

ГОСТ Р 8.563-96	ГСИ. Методики выполнения измерений
ГОСТ 3885-73	Реактивы и особо чистые вещества. Правила приемки, отбор проб, фасовка, упаковка, маркировка, транспортировка и хранение.
ГОСТ 18481	Ареометры и цилиндры стеклянные. 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 2377-98	Разработка и аттестация методик выполнения измерений.
МИ 2366-96	ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки.