ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАУЧНО-МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР

Федеральное государственное унитарное предприятие
ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ (ФГУП ВНИИР)

ФЕДЕРАЛЬНОГО АГЕНТСТВА
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Утверждаю
Заместитель директора
по научной работе
_____ М.С.Немиров
«10» 03 2009 г.

РЕКОМЕНДАЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

МАССА СЫРОЙ НЕФТИ

Методика выполнения измерений
системой измерений количества и параметров нефти сырой
на временном пункте налива месторождения «Баянды»
ТПП «Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

МИ 3200 - 2009

Казань
2009

gost.e-ecolog.ru

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАУЧНЫЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР

Федеральное государственное унитарное предприятие

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ (ФГУП ВНИИР)

ФЕДЕРАЛЬНОГО АГЕНТСТВА ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО № 19705-09
об аттестации МВИ

Методика выполнения измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на временном пункте налива месторождения «Баянды» ТПП «Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»,

разработанная ОАО «Нефтеавтоматика», г. Уфа, и ФГУП ВНИИР, г. Казань,

и регламентированная в рекомендации «ГСИ. Масса сырой нефти. Методика выполнения измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на временном пункте налива месторождения «Баянды» ТПП «Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»,

аттестована в соответствии с ГОСТ Р 8.563.

Аттестация осуществлена по результатам метрологической экспертизы документации и теоретических исследований МВИ.

В результате аттестации МВИ установлено, что МВИ соответствует предъявляемым к ней метрологическим требованиям и обладает следующими основными метрологическими характеристиками

пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

массы сырой нефти — не более 0,25%;

массы нетто сырой нефти — не более 2,50%.

Заместитель директора по научной работе **М.С. Немиров**

«16» 03 2009 г.

Предисловие

РАЗРАБОТАНА	Государственным научным метрологическим центром Федеральным государственным унитарным предприятием Всероссийским научно–исследовательским институтом расходометрии Государственным научным метрологическим центром (ФГУП ВНИИР)
ИСПОЛНИТЕЛИ:	Немиров М.С., Силкина Т.Г., Нурмухаметов Р.Р.
РАЗРАБОТАНА	ОАО «Нефтеавтоматика»
ИСПОЛНИТЕЛИ:	Глушков Э.И., Стегинская А.А.
УТВЕРЖДЕНА	ФГУП ВНИИР 10 марта 2009 года
АТТЕСТОВАНА	ФГУП ВНИИР 10 марта 2009 года
	Свидетельство № 19705-09
ЗАРЕГИСТРИРОВАНА	ФГУП ВНИИМС 23 марта 2009 года

Регистрационный код МВИ по Федеральному реестру: ФР.1.29.2009.05576

Введена впервые

Настоящая рекомендация не может быть полностью или частично воспроизведена, тиражирована и (или) распространена без разрешения ОАО «Нефтеавтоматика» и ФГУП ВНИИР

Содержание

1	Нормы погрешности измерений	1
2	Средства измерений и вспомогательные устройства	1
3	Метод измерений	3
4	Требования безопасности и охраны окружающей среды	4
5	Требования к квалификации операторов	5
6	Условия измерений	5
7	Подготовка к выполнению измерений	6
8	Выполнение измерений	6
9	Обработка результатов измерений	11
10	Контроль погрешности результатов измерений	11
11	Оформление результатов измерений	12
12	Перечень нормативных документов	12
Приложение А Расчет погрешности измерений массы нетто сырой нефти		15

РЕКОМЕНДАЦИЯ

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ МАССА СЫРОЙ НЕФТИ Методика выполнения измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на временном пункте налива месторождения «Баянды» ТПП «Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»	МИ 3200-2009

Настоящая рекомендация распространяется на массу сырой нефти и устанавливает методику выполнения её измерений (МВИ) системой измерений количества и параметров нефти сырой (далее – СИКНС) при учетных операциях на временном пункте налива месторождения «Баянды» ТПП «Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Рекомендация разработана с учетом требований ГОСТ Р 8.563 и ГОСТ Р 8.615.

1 Нормы погрешности измерений

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

- массы сырой нефти: ± 0,25 %;
- массы нетто сырой нефти: ± 2,5 %.

2 Средства измерений и вспомогательные устройства

При выполнении измерений применяют следующие средства измерений и технические средства:

2.1 Блок измерительных линий (БИЛ) – состоит из двух измерительных линий (ИЛ) - рабочей и контрольной, которая может выполнять функции резервной. В состав каждой измерительной линии входят:

- турбинный преобразователь расхода (далее - ПР) МИГ-80-6,3 с диапазоном расходов от 36 до 180 $м^3/ч$ и пределами допускаемой относительной погрешности: ± 0,15 % (рабочего) и ± 0,10 % (контрольного);

- преобразователи измерительные iTemp в комплекте с термопреобразователями сопротивления платиновыми TR 10 фирмы «Endress+Hauser» с диапазоном измерений от 40 °С до 70 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,2 °С;

- преобразователи давления измерительные Cerabar M PMP41 фирмы «Endress+Hauser» с диапазоном калибровки от 0 до 7,0 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности: ± 0,5%;

- манометр показывающий для точных измерений МПТИ с диапазоном измерений от 0 до 10,0 МПа, класс точности 0,6;

- преобразователи избыточного давления измерительные Deltabar S PMD75 фирмы «Endress+Hauser» с диапазоном калибровки от 0 до 0,4 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности: ± 0,5%;

- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2 с диапазоном измерений от 0 °С до 55 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,2 °С;

- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 3 с диапазоном измерений от 50 °С до 105 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,2 °С.

2.2 Блок измерений параметров сырой нефти (БИК), в который входят следующие средства измерений и технические средства:

- поточный преобразователь плотности фирмы «Solartron» модели 7835B (далее – плотномер) с пределами измерений плотности от 800 до 1100 кг/м^3 и пределами допускаемой абсолютной погрешности преобразования плотности: ± 0,3 кг/м^3;

- влагомер сырой нефти поточный типа ВСН-2-50-60-6,3 с диапазоном измерений от 0 % до 60,0 % и пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 1,0 %;

- преобразователи измерительные iTemp в комплекте с термопреобразователями сопротивления платиновыми TR 10 фирмы «Endress+Hauser» с диапазоном измерений от 40 °С до 70 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,2 °С;

- преобразователи давления измерительные Cerabar M PMP41 фирмы «Endress+Hauser» с диапазоном калибровки от 0 до 7,0 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности: ± 0,5 %;

- манометр показывающий для точных измерений МПТИ с диапазоном измерений от 0 до 10,0 МПа, класс точности 0.6;

- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2 с диапазоном измерений от 0 °С до 55 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0.2 °С;

- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 3 с диапазоном измерений от 50 °С до 105 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0.2 °С.

- автоматический пробоотборник «Стандарт»- А:

- пробоотборник сырой нефти ручной «Стандарт»-Р с диспергатором:

- счётчик сырой нефти турбинный МИГ-32Ш-63 Ду 32 в качестве индикатора расхода;
- узел подключения пикнометрической установки;
- узел подключения устройства для определения содержания свободного газа УОСГ-100 СКП.

2.3 На выходном коллекторе СИКНС установлены:

- пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517;
- преобразователь измерительный iTemp в комплекте с термопреобразователями сопротивления платиновыми TR 10 фирмы «Endress+Hauser» с диапазоном измерений от 40 °С до 70 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,2 °С;
- преобразователь давления измерительный Cerabar M PMP41 фирмы «Endress+Hauser» с диапазоном калибровки от 0 до 7,0 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности: ± 0,5 %;
- манометр показывающий для точных измерений МПТИ с диапазоном измерений от 0 до 10,0 МПа, класс точности 0,6;
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2 с диапазоном измерений от 0 °С до 55 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,2 °С;
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 3 с диапазоном измерений от 50 °С до 105 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,2 °С.

2.4 Узел подключения передвижной трубопоршневой поверочной установки (далее – ПУ).

2.5 Система обработки информации (СОИ) в составе:

- измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) на базе контроллера OMNI 6000 с пределами допускаемой относительной погрешности вычислений массы: ± 0,05 %.

2.6 Автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора в составе:

- персонального компьютера с соответствующим программным обеспечением в комплекте с монитором и клавиатурой;
- принтера.

2.7 Средства измерений и технические средства, используемые для определений:

- плотности сырой нефти по ГОСТ 3900 с учетом требований МИ 2153 или ГОСТ Р 51069 с учетом требований МИ 2153;
- содержания воды в сырой нефти по ГОСТ 2477, а также технические средства для обезвоживания сырой нефти в лаборатории при измерениях плотности сырой нефти:
- содержания хлористых солей в сырой нефти по ГОСТ 21534;
- содержания механических примесей в сырой нефти по ГОСТ 6370;
- вязкости сырой нефти по ГОСТ 33;
- давления насыщенных паров по ГОСТ Р 8.601;

- остаточного газосодержания по МИ 2575;
- плотности газа по ГОСТ 17310.

2.8 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства, если их характеристики не уступают указанным в настоящей рекомендации.

3 Метод измерений

Измерения массы сырой нефти выполняют косвенным методом динамических измерений. При косвенном методе динамических измерений массу сырой нефти вычисляют по результатам измерений в трубопроводе:

- плотности с помощью поточных преобразователей плотности, давления и температуры;
- объема сырой нефти с помощью преобразователей расхода, давления и температуры.

Значение плотности сырой нефти, измеренное поточным плотномером при температуре и давлении в БИК, СОИ приводит к условиям измерений объема сырой нефти и к стандартным условиям (температуре 15 °С или 20 °С и избыточному давлению, равному 0). Значения измерений объема сырой нефти СОИ приводят к стандартным условиям.

Массу нетто сырой нефти определяют как разность массы сырой нефти без свободного и растворенного газа и массы балласта.

Массу балласта определяют как сумму массы воды, содержание которой определяют по данным поточного влагомера или по результатам, полученным в испытательной лаборатории, а также массы хлористых солей и механических примесей, содержание которых определяют в испытательной лаборатории по объединенной пробе сырой нефти. Количество свободного и растворенного газа определяют по МИ 2575, плотность газа определяют в лаборатории по ГОСТ 17310.

4 Требования безопасности и охраны окружающей среды

4.1 СИКНС соответствует требованиям техники безопасности, охраны труда, взрывобезопасности, пожарной безопасности и санитарно-технических правил, определяемыми действующими на предприятии нормативными и техническими документами.

4.2 Датчики и электрооборудование СИКНС имеют взрывозащищённое исполнение и совместно с вторичной аппаратурой обеспечивают уровень взрывозащиты, соответствующий классу зоны В-1а, а вид взрывозащиты – по категории IIA взрывоопасной смеси к группе Т3 в соответствии с классификацией ГОСТ Р 51330.5.

4.3 Выполнение измерений СИКНС проводят в соответствии с утвержденными действующими правилами и нормативными документами:

- в области охраны труда и промышленной безопасности ПБ 08-624 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» и ПБ 03-585 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»;
- в области пожарной безопасности ППБ 01-03 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации»;
- в области соблюдения безопасной эксплуатации электроустановок ПОТ Р М-016 РД 153-34.0-03.150 «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности при эксплуатации электроустановок»;
- в области охраны окружающей среды Федеральным законом от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», РД 39-0147098-005 «Правила охраны окружающей среды при сборе, подготовке и транспортировке нефти» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

4.4 Площадку СИКНС содержат в чистоте, без следов сырой нефти, не допускают выбросов и выделений сырой нефти в окружающую среду и оборудуют первичными средствами пожаротушения в соответствии с НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования». Выполнение измерений прекращают при обнаружении течи в сварных и фланцевых соединениях.

4.5 Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам до 1000 В, на которые распространяют «Правила устройства электроустановок» (2003г.) и «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей».

4.6 В целях безопасной эксплуатации и технического обслуживания разрабатывают инструкцию по эксплуатации СИКНС.

5 Требования к квалификации операторов

Лица, допускаемые к выполнению измерений:

- имеют квалификацию оператора не ниже 4-го разряда;
- знают технологическую схему, изучили настоящую рекомендацию и инструкцию по эксплуатации СИКНС, назначение всех приборов и устройств СИКНС, задвижек и вентилей, умеют быстро и безошибочно действовать в аварийных ситуациях;
- прошли обучение работе с СИКНС и инструктаж по технике безопасности в соответствии с ГОСТ 12.0.004;

- выполняют работу в специальной одежде и обуви в соответствии с ГОСТ 12.4.137, ГОСТ 27574, ГОСТ 27575.

6 Условия измерений

6.1 Применяемые средства измерений имеют действующие свидетельства о поверке, опломбированы и имеют оттиски поверительных клейм.

6.2 Рабочие параметры сырой нефти:

- рабочий диапазон температуры, °С — от 50 до 60;
- плотность сырой нефти в рабочем диапазоне температур, кг/м^3 — от 822 до 850;
- вязкость в рабочем диапазоне температур, сСт, не более — 6,2;
- объемная доля воды, %, не более — 34,0;
- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм^3, не более — 100;
- массовая доля механических примесей, %, не более — 0,04;
- содержание свободного газа, %, не более — 0,04;
- содержание растворенного газа в нефти, м^3/м^3, не более — 2,32.

6.3 Расход перекачиваемой сырой нефти, м^3/ч — от 50 до 140.

6.4 Давление в СИКНС, МПа — от 2,0 до 6,3.

6.5 Режим работы СИКНС: — непрерывный.

6.6 Режим работы ТПУ: — периодический.

7 Подготовка к выполнению измерений

7.1 Подготавливают ИВК и АРМ оператора к работе в соответствии с инструкциями по их эксплуатации.

7.2 Проверяют состав СИКНС, технические и метрологические характеристики средств измерений и оборудования на соответствие проекту, прошедшему метрологическую экспертизу, и настоящей рекомендации.

7.3 Подготавливают СИКНС и технологические линии к поступлению сырой нефти согласно инструкции по эксплуатации СИКНС. Для этого визуально проверяют:

- техническое состояние и отсутствие механических повреждений трубопроводов, запорной арматуры, технологического оборудования;
- герметичность запорной арматуры, влияющей на достоверность измерений;
- целостность пломб и оттисков клейм на технологическом оборудовании и средствах измерений;

- наличие действующих свидетельств о поверке средств измерений.

7.4 Подключают рабочую линию согласно инструкции по эксплуатации СИКНС. После поступления сырой нефти проверяют отсутствие утечек.

8 Выполнение измерений

8.1 Массу сырой нефти вычисляет СОИ как произведение соответствующих значений объема и плотности сырой нефти.

Содержание механических примесей определяют в лаборатории в накопительной пробе по ГОСТ 6370. Массовую концентрацию хлористых солей, давление насыщенных паров, плотность сырой нефти, влагосодержание определяют по результатам лабораторных анализов объединенной пробы, отбираемой автоматическим пробоотборником согласно ГОСТ 2517. Содержание воды допускают определять поточным влагомером или в испытательной лаборатории по аттестованной в установленном порядке МВИ влагосодержания нефти.

Результаты измерений объема и массы сырой нефти, а также текущие значения плотности, давления, температуры и объемного содержания воды от поточного влагомера автоматически поступают в АРМ оператора для формирования оперативных (двухчасовых), сменных и суточных отчетов.

При выходе из строя АРМ оператора с дисплея ИВК снимают и заносят в журнал регистрации показаний СИКНС следующие показатели:

- время регистрации;
- плотность сырой нефти, кг/м^3;
- давление сырой нефти, МПа;
- температуру сырой нефти, °С.

8.2 При выходе из строя датчиков температуры, давления, плотномеров, ИВК, ведут ручной расчет массы сырой нефти согласно настоящей рекомендации по показаниям манометров, термометров, лабораторным данным по плотности сырой нефти и объема сырой нефти по показаниям вторичной аппаратуры ПР.

8.3 Отбор проб осуществляют согласно ГОСТ 2517. Для отбора объединенной пробы применяют автоматический пробоотборник. Автоматическим пробоотборником пробу, объемом не менее 3 литров отбирают один раз в смену. При выходе из строя рабочего и резервного автоматического пробоотборника используют ручной пробоотборник. В этом случае объединенную пробу составляют смешением точечных проб не менее 0, 5 литров не реже одного раза в час.

Объединенную пробу сырой нефти делят на две равные части. Одну часть пробы анализируют в испытательной лаборатории, другую хранят опечатанной на случай разногласия в оценке параметров сырой нефти.

8.4 Массу нетто сырой нефти определяют как разность массы сырой нефти без свободного и растворенного газа и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей, механических примесей. Массовую долю воды определяют по измеренному влагомером объемному содержанию воды в сырой нефти или в испытательной лаборатории, массовую долю солей – по ГОСТ 21534, массовую долю механических примесей – по ГОСТ 6370 по объединенной пробе сырой нефти.

8.4 Периодичность измерений показателей сырой нефти приведена в таблице 1.

Таблица 1

Наименование показателя	Периодичность определения
1. Массовая доля хлористых солей	Один раз в смену
2. Массовая доля механических примесей	Один раз в 10 дней
3. Массовую долю воды в нефти	По данным поточного влагомера или в лаборатории по объединённой пробе один раз в смену
4. Плотность сырой нефти	По данным поточного плотномера или в лаборатории один раз в смену
5. Вязкость сырой нефти	В лаборатории один раз в месяц
6. Содержание свободного газа	По данным УОСГ один раз в смену
7. Содержание растворенного газа	В лаборатории один раз в месяц
8. Плотность нефтяного газа	В лаборатории один раз в месяц
9. Плотность пластовой воды	В лаборатории один раз в месяц

8.5 Измерения массы сырой нефти

8.5.1 Массу сырой нефти (*M, т*) вычисляют по формуле

$$M = V_{изм} \times \rho_{изм} \left[1 + \beta\left(T_\rho - T_v\right) + \gamma\left(P_v - P_\rho\right)\right] \times 10^{-3}, \quad (1)$$

где $V_{изм}$ - объем сырой нефти, измеренный ПР, м^3;

$\rho_{изм}$ - плотность сырой нефти, измеренная преобразователем плотности, кг/м^3;

β, γ - коэффициенты объемного расширения и сжимаемости сырой нефти соответственно;

T_ρ - температура сырой нефти в преобразователе плотности, °С;

T_v - температуры сырой нефти в ПР, °С;

P_v, P_ρ - избыточные давления сырой нефти при измерениях ее объема и плотности соответственно, МПа.

Коэффициент объемного расширения сырой нефти вычисляют по формуле

$$\beta = \beta_{он} \times \left(1 - \frac{\varphi_в}{100}\right) + \beta_в \times \frac{\varphi_в}{100}, \quad (2)$$

где $\beta_{он}$ - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С, значение β берут из МИ 2153;

$\beta_в$ - коэффициент объемного расширения воды принимают $\beta_в = 2{,}6 \times 10^{-4}$ 1/°С;

Коэффициент сжимаемости сырой нефти вычисляют по формуле

$$\gamma = \gamma_{он} \times \left(1 - \frac{\varphi_в}{100}\right) + \gamma_в \times \frac{\varphi_в}{100}, \quad (3)$$

где $\gamma_{он}$ - коэффициент сжимаемости нефти, 1/МПа, значение γ берут из МИ 2153;

$\gamma_в$ - коэффициент сжимаемости воды, 1/МПа, принимают $\gamma_в = 49{,}1 \times 10^{-4}$ 1/МПа.

8.5.2 При отказе рабочего преобразователя плотности используют резервный. При отказе обоих преобразователей плотности массу сырой нефти за смену ($M_{см}$, т) вычисляют по формуле

$$M_{см} = V_{изм}^{см} \times \rho_{изм}^{t} \left[1 + \beta \times \left(T_{\rho}^{см} - T_{v}^{см}\right) + \gamma \times P_{v}^{см}\right] \times 10^{-3}, \quad (4)$$

где $V_{изм}^{см}$ - объем сырой нефти, измеренный ПР за смену, м^3;

$\rho_{изм}^{t}$ - плотность сырой нефти, измеренная в лаборатории ареометром или лабораторным плотномером, кг/м^3.

$T_{\rho}^{см}$ - средняя температура сырой нефти при определении плотности сырой нефти в лаборатории за смену, °С;

$T_{v}^{см}$ - средневзвешенное значение температуры сырой нефти в ПР за смену, °С;

$P_{v}^{см}$ - средневзвешенное значение избыточного давления сырой нефти при измерениях ее объема за смену, МПа.

8.5.3 Пределы относительной погрешности измерений массы сырой нефти вычисляют по формуле

$$\delta M = \pm 1{,}1 \times \sqrt{\delta V^2 + \delta \rho^2 + \delta T_{vp}^2 + \delta N^2}, \quad (5)$$

где δM - относительная погрешность измерений массы сырой нефти, %;

δV - пределы относительной погрешности измерений объема сырой нефти, %;

$\delta \rho$ - пределы относительной погрешности измерений плотности сырой нефти, %, вычисляют по формуле $\delta \rho = \frac{\Delta \rho \times 100}{\rho_{min}}$, (6)

где $\Delta \rho$ - пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразования плотности;

δT_{vp} - составляющая относительной погрешности измерений массы сырой нефти за счет абсолютных погрешностей измерений температуры сырой нефти при измерениях ее объема и плотности, %;

δN - предел допускаемой относительной погрешности вычислителя расхода, %.

Величину δT_{vp}, %, вычисляют по формуле

$$\delta T_{v\rho} = \pm\left[\frac{\beta' \times 100}{1+\beta' \times (T_\rho - T_v)}\right] \times \sqrt{\Delta T_\rho^2 + \Delta T_v^2} \quad , \qquad (7)$$

где ΔT_ρ - пределы абсолютных погрешностей измерений температуры сырой нефти при ΔT_v измерениях ее плотности и объема соответственно, °С;

β' - коэффициент объемного расширения сырой нефти, 1/°С, который вычисляют по формуле

$$\beta' = \beta'_{он} \times \left(1 - \frac{\varphi_в}{100}\right) + \beta_в \times \frac{\varphi_в}{100}, \qquad (8)$$

где $\beta'_{он}$ - коэффициент объемного расширения обезвоженной нефти, 1/°С, значения которого приведены в таблице 1 настоящей рекомендации согласно приложения А ГОСТ Р 8.595;

$\beta_в$ - коэффициент объемного расширения воды принимают $\beta_в = 2{,}6 \times 10^{-4}$ 1/°С.

Таблица 1 - Коэффициенты объемного расширения обезвоженной нефти в зависимости от её плотности

ρ, кг/м^3	$\beta_{он}'$, 1/°С
800,0-809,9	0,00094
810,0-819,9	0,00092
820,0-829,9	0,00089
830,0-839,9	0,00086
840,0-849,9	0,00084
850,0-859,9	0,00081
860,0-869,9	0,00079
870,0-879,9	0,00076

8.5.4 Массу нетто сырой нефти ($M_н$, т) вычисляют по формуле

$$M_н = M - m = M \times \left(1 - \frac{W_в + W_п + W_{сг} + W_{рг} + W_{хс}}{100}\right), \qquad (9)$$

где m - масса балласта, т;

$W_в$ - массовая доля воды в сырой нефти, %;

$W_п$ - массовая доля механических примесей в сырой нефти, %;

$W_{хс}$ - массовая доля хлористых солей в сырой нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{хс} = 0{,}1 \times \frac{\varphi_{хс}}{\rho}, \qquad (10)$$

где $\varphi_{хс}$ - массовая концентрация хлористых солей в сырой нефти, мг/дм^3 (г/м^3), определяют в лаборатории по ГОСТ 21534;

ρ - плотность сырой нефти, измеренная в лаборатории и приведенная к условиям измерений объема, кг/м^3;

$W_{сг}$ - массовая доля свободного газа в сырой нефти, %;

$W_{рг}$ - массовая доля растворённого газа в сырой нефти, %.

Если определяют не массовую, а объемную долю воды в сырой нефти (с применением влагомера), массовую долю вычисляют по формуле

$$W_{в} = \frac{\varphi_в \times \rho_в \times (1-K)}{\rho}. \qquad (11)$$

где $\varphi_в$ - объемная доля воды в сырой нефти, измеренная влагомером, %;

$\rho_в$ - плотность пластовой воды, кг/м^3;

K - коэффициент содержания солей в пластовой воде, в массовых долях, определяется по плотности пластовой воды по приложению Б.

8.5.5 Пределы относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти вычисляют по формуле

$$\delta M_н = \pm 1{,}1 \sqrt{\left(\frac{\delta M}{1{,}1}\right)^2 + \frac{(\Delta W_в)^2 + (\Delta W_{сг})^2 + (\Delta W_{рг})^2 + (\Delta W_п)^2 + (\Delta W_{хс})^2}{\left(1 - \frac{W_в + W_{сг} + W_{рг} + W_п + W_{хс}}{100}\right)^2} + \delta N^2}, \qquad (12)$$

где δM - предел допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %;

$\Delta W_в$ - предел допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в сырой нефти, % (принимают равной погрешности влагомера или лабораторного метода определения влагосодержания);

$\Delta W_{сг}$ - предел допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли свободного газа в сырой нефти, %;

$\Delta W_{рг}$ - предел допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли растворенного газа в сырой нефти, %;

$\Delta W_п$ - предел допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли механических примесей, %;

$\Delta W_{хс}$ - предел допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли хлористых солей, %;

δN - предел относительной погрешности СОИ при вычислениях массы, %.

Пределы допускаемых основных погрешностей берут из свидетельств о поверке соответствующих средств измерений.

8.7 Абсолютные погрешности измерений в испытательной лаборатории массовой доли воды, массовой доли механических примесей и массовой доли хлористых солей определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580.

Для доверительной вероятности P = 0,95 и двух измерениях соответствующего показателя качества сырой нефти абсолютную погрешность измерений (Δ, %) вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \sqrt{\frac{R^2 - r^2 \times 0{,}5}{2}}, \qquad (13)$$

где R, r – воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества сырой нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477, ГОСТ 2153, ГОСТ 6370, % массовых долей.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости r. Значение сходимости $r_{хс}$, выраженное по ГОСТ 21534 в мг/дм^3, переводят в массовые доли по формуле

$$r = \frac{0{,}1 \times r_{хс}}{\rho_н}. \qquad (14)$$

где $r_{хс}$ - сходимость метода по ГОСТ 21534, мг/дм^3

9 Обработка результатов измерений

Обработку результатов измерений объема, плотности, давления и температуры сырой нефти выполняют автоматически с помощью СОИ.

Результаты измерений объема, плотности, давления и температуры сырой нефти автоматически поступают в СОИ, где происходит вычисление массы сырой нефти. Результаты вычислений СОИ автоматически поступают в АРМ оператора, которое формирует двухчасовые, сменные и суточные отчеты.

При отказе обоих преобразователей плотности значение плотности по результатам лабораторного анализа вводят в СОИ с клавиатуры. СОИ приводит плотность к условиям измерений объема и вычисляет массу сырой нефти за смену и сутки.

Результаты измерений содержания воды по данным лабораторных анализов по ГОСТ 2477, механических примесей по ГОСТ 6370, массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 вводят в АРМ оператора с клавиатуры.

На основании всех имеющихся в СОИ параметров, измеренных автоматически с помощью СИКНС и введенных в АРМ оператора с клавиатуры по результатам лабораторных анализов, АРМ оператора вычисляет значение массы нетто сырой нефти.

10 Контроль погрешности результатов измерений

10.1 Средства измерений, входящие в состав СИКНС, имеют сертификаты об утверждении типа в соответствии с ПР 50.2.009.

10.2 Средства измерений, входящие в состав СИКНС, поверены в соответствии с ПР 50.2.006.

10.3 Поверку ПР проводят на месте эксплуатации в рабочем диапазоне расхода сырой нефти в соответствии с методикой поверки.

10.4 Поверку поточного преобразователя плотности проводят в соответствии с МИ 2403, МИ 2591 или МИ 2816.

10.5 Поверку поточного влагомера проводят по документу о поверке в составе эксплуатационной документации ВСН-2.00.00.000 РЭ, согласованной ГЦИ СИ ВНИИР в январе 2003 г.

10.7 Поверку ИВК OMNI 6000 проводят по методике, утвержденной ВНИИМС.

10.8 Поверку преобразователей давления проводят по МИ 1997.

10.9 Поверку термопреобразователей сопротивления проводят по ГОСТ Р 8.624. Поверку преобразователей температуры проводят по документу «Преобразователи измерительные

серии iTemp фирмы «ENDRSS+HAUSER GmbH+Co.KG», Германия. Методика поверки», утвержденному ВНИИМС в декабре 2003 г.

10.10 Периодичность поверки средств измерений, входящих в состав СИКНС: не реже одного раза в год.

Преобразователь расхода, установленный в БИК, манометры и перепадомеры, используемые для измерений давления и перепада давления на фильтрах, подлежат калибровке.

10.11 Внеочередную поверку средств измерений проводят в соответствии с ПР 50.2.006, а также в случаях получения отрицательных результатов при текущем контроле метрологических характеристик средств измерений.

10.12 В межповерочном интервале проводят контроль метрологических характеристик (КМХ) ПР.

10.12.1 КМХ ПР заключается в определении коэффициентов преобразования на месте эксплуатации в рабочем диапазоне расхода (K_j) и относительных отклонений его значений от значений, вычисляемых СОИ.

КМХ ПР проводят по контрольному ПР или ПУ.

Определение коэффициента преобразования (K_j) при КМХ проводят в средней точке каждого поддиапазона расхода в соответствии с методикой поверки. В каждой точке расхода проводят не менее трех измерений.

Относительные отклонения коэффициентов преобразований ПР, полученных при КМХ, от вычисляемых в СОИ значений коэффициентов в j-й точке расхода (δ_j, %) вычисляют по формуле

$$\delta_j = \frac{K_{контрj} - K_{контрj}^{выч}}{K_{контрj}^{выч}} \times 100, \qquad (15)$$

где $K_{контрj}^{выч}$ - значение коэффициента преобразования ПР в j-й точке поддиапазона расхода, рассчитанное ИВК, имп/м^3;

$K_{контрj}$ - среднее арифметическое значение коэффициента преобразования ПР при КМХ в j-й точке расхода, имп/м^3, вычисленное по формуле

$$K_{контрj} = \frac{\sum_{i=1}^{n} K_{ij}}{n}, \qquad (16)$$

где K_{ij} - значение коэффициента преобразования ПР при КМХ при i-м измерении в j-й точке расхода, имп/м^3;

n - количество измерений в j-й точке расхода.

Проверяют выполнение условия

$$|\delta_j| \le 0{,}15\%. \qquad (17)$$

При несоблюдении условия (17) выясняют причину, вызвавшую отклонение коэффициента преобразования ПР, исключая демонтаж и разборку ПР, и проводят повторный КМХ.

При повторном несоблюдении условия (17) проводят демонтаж ПР, его ревизию (при необходимости, ремонт) и внеочередную поверку.

Примечание – Если ПР эксплуатируют при стабильном значении расхода (с отклонением не более ± 10,0%) в течение двух межконтрольных интервалов подряд (до и после проведения текущего контроля), по обоюдному согласию сдающей и принимающей сторон, КМХ проводят в текущей (рабочей) точке расхода согласно 5.1.8.6 «Рекомендаций по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти».

Межконтрольный интервал ПР устанавливают по 5.1.9 «Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти».

11 Оформление результатов измерений

11.1 Текущие результаты измерений СОИ регистрирует каждые два часа.

11.2 На основании результатов измерений СОИ автоматически формирует оперативные отчеты за два часа, смену и сутки, а также акт приема-сдачи сырой нефти по форме, установленной сдающей и принимающей сторонами.

11.3 Вмешательства оператора в работу СИКНС СОИ регистрирует автоматически.

12 Перечень нормативных документов

ГОСТ 8.279-78 ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки;

ГОСТ Р 8.563-96 ГСИ. Методики выполнения измерений;

ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр сырой нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования;

ГОСТ Р 8.624-2006 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки;

ГОСТ 12.0.004-90 ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения;

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;

ГОСТ 12.4.137-84 Обувь специальная кожаная для защиты от сырой нефти, нефтепродуктов, кислот, щелочей, нетоксичной и взрывоопасной пыли. Технические условия;

ГОСТ 33-2000 Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости;

ГОСТ 2477-65 Нефтепродукты. Метод определения содержания воды;

ГОСТ 2517-85 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб;

ГОСТ 17310-2002 Газы. Пикнометрический метод определения плотности;

ГОСТ Р ИСО 5725-2002 Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений);

ГОСТ 6370-83 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей;

ГОСТ 21534-76 Нефть. Методы определения содержания хлористых солей;

ГОСТ 27574-87. Костюмы женские для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий. Технические условия;

ГОСТ 27575-87 Костюмы мужские для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий. Технические условия;

ГОСТ Р 51069-97 Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API ареометром;

ГОСТ Р 51330.5-99 (МЭК 60079-4-75) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения;

ПР 50.2.006-94 ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений;

ПР 50.2.009-94 ГСИ. Порядок проведения испытаний и утверждения типа средств измерений;

МИ 1972-95 ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников;

МИ 1997-89 ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки;

МИ 2153-2004 ГСИ. Плотность нефти. Методика выполнения измерений ареометром при учетных операциях;

МИ 2403-97 ГСИ. Поточные вибрационные преобразователи плотности. Методика поверки на месте эксплуатации;

МИ 2575 -2000 ГСИ. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений;

МИ 2591-2000 ГСИ. Преобразователи плотности поточные фирмы «The Solartron Electronic Group LTD (Великобритания)». Методика поверки;

МИ 2816-2008 ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации:

ГСИ. Преобразователи расхода турбинные МИГ-80. Методика поверки на СИКНС месторождения «Баянды»;

Преобразователи измерительные серии iTemp фирмы «ENDRSS+HAUSER GmbH+Co.KG», Германия. Методика поверки (утверждена ВНИИМС в декабре 2003 г.);

Инструкция по эксплуатации СИКНС.

Приложение А

Расчет погрешности измерений массы сырой нефти

А.1 Исходные данные

Наименование показателя	Обозначение	Значение
1. Предел допускаемой относительной погрешности ПР, %	δV	0,15
2. Пределы абсолютной погрешности измерений плотности сырой нефти, кг/м^3	$\Delta\rho$	0,3
3. Пределы абсолютных погрешностей измерений температуры сырой нефти при измерениях ее плотности и объема соответственно, °С;	ΔT_ρ, ΔT_v	0,2
4. Минимальная плотность сырой нефти, кг/м^3	ρ_{min}	822
5. Коэффициент объемного расширения сырой нефти, 1/°С	$\beta'_{сн}$	0,00076
6. Коэффициент сжимаемости сырой нефти, 1/МПа	$\gamma_{сн}$	0,00222
7. Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений давления, МПа	ΔP	0,024
6. Предел допускаемой относительной погрешности СОИ, %	δN	0,05
7. Содержание свободного газа, %, не более		0,04;
8. Содержание растворенного газа в нефти, м^3/м^3, не более		2,32

$\delta M = \pm 1{,}1 \times \sqrt{\delta V^2 + \delta\rho^2 + \delta T + \delta N^2}$, где

δV= 0,15 %;

$$\delta\rho = \frac{0{,}3}{822} \times 100 = 0{,}04\%;$$

$$\delta T_{v\rho} = \pm\left[\frac{0{,}00076 \times 100}{1 + 0{,}00076 \times (60 - 50)}\right] \times \sqrt{0{,}2^2 + 0{,}2^2} = 0{,}021;$$

δN=0,05 %.

$$\delta M = \pm 1{,}1 \times \sqrt{0{,}15^2 + 0{,}04^2 + 0{,}021^2 + 0{,}05^2} = 0{,}18\%.$$

А.2 Расчет погрешности измерений массы нетто сырой нефти

При измерениях содержания балласта получены следующие данные:

- верхний предел объемной доли воды в сырой нефти $\varphi_в$ = 34 %;
- верхний предел массовой доли механических примесей $W_п$ = 0,04 %;
- концентрация хлористых солей $W_{хс}$ = 100 мг/дм^3;
- содержание свободного газа $W_{сг}$=0,04 %;
- содержание растворенного газа в нефти $W_{рг}$=2,32 м^3/м^3.

Абсолютная погрешность определений массовой доли воды в сырой нефти при $\varphi_н$ = 34 %:

плотности пластовой воды 1110 кг/м^3 (К=0,15)

- для влагомера: $W_{мв} = \dfrac{\varphi_в \times \rho_в \times (1 - K)}{\rho} = \dfrac{34 \times 1110 \times (1 - 0{,}15)}{822} = 39{,}0\%$

$$\Delta W_в = \frac{1{,}0 \times 1000}{822} = 1{,}22\%;$$

- для лаборатории: $\Delta W_в = \sqrt{\frac{1{,}7^2 - 0{,}68^2 \times 0{,}5}{2}} = 1{,}153\%$;

Абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей в сырой нефти

$$\Delta = \pm\sqrt{\frac{R^2 - r^2 \times 0{,}5}{2}} = \pm\sqrt{\frac{0{,}01^2 - 0{,}005^2 \times 0{,}5}{2}} = 0{,}007\%.$$

Абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей в сырой нефти

$$W_{xc} = \frac{0{,}1 \times 100}{822} = 0{,}012\%;\ r_{xc} = \frac{0{,}1 \times 7}{822} = 0{,}00085\ \%;$$

$$\Delta W_{XC} = \frac{\sqrt{4 \times 0{,}00085^2 - 0{,}5 \times 0{,}00085^2}}{\sqrt{2}} = 0{,}0008\ \%.$$

Массовую долю свободного газа в сырой нефти определяют (при *КР*=1) по формуле

$$W_{сг} = \frac{V_{сг} \times \rho_г}{\rho_c} = \frac{0{,}04 \times 1{,}04}{822} = 0{,}00005\%,\ \Delta W_{сг}=0{,}05\ \%\ \text{(по МИ 2575)}$$

- $\Delta W_{рг} = \frac{5 \times 2{,}32 \times 1{,}04}{822} = 0{,}015\%$ (где 5 %-пределы основной относительной погрешности измерений растворенного газа, %, по МИ 2575) $W_{рг} = \frac{V_{рг} \times \rho_г}{\rho_c} = \frac{2{,}32 \times 1{,}04}{822} = 0{,}003\%$.

$$\delta M_н = \pm 1{,}1\sqrt{\left(\frac{\delta M}{1{,}1}\right)^2 + \frac{(\Delta W_в)^2 + (\Delta W_{сг})^2 + (\Delta W_{рг})^2 + (\Delta W_п)^2 + (\Delta W_{хс})^2}{\left(1 - \frac{W_в + W_{сг} + W_{рг} + W_п + W_{хс}}{100}\right)^2} + \delta N^2},$$

- при использовании показаний влагомера

$$\delta M_н = \pm 1{,}1\sqrt{\left(\frac{0{,}25}{1{,}1}\right)^2 + \frac{(1{,}22)^2 + (0{,}05)^2 + (0{,}015)^2 + (0{,}007)^2 + (0{,}0008)^2}{\left(1 - \frac{39{,}0 + 0{,}00005 + 0{,}003 + 0{,}04 + 0{,}012}{100}\right)^2} + (0{,}05)^2} = \pm 2{,}22\%;$$

- при определении влагосодержания по лабораторным данным

$$\delta M_н = \pm 1{,}1\sqrt{\left(\frac{0{,}25}{1{,}1}\right)^2 + \frac{(1{,}153)^2 + (0{,}05)^2 + (0{,}015)^2 + (0{,}007)^2 + (0{,}0008)^2}{\left(1 - \frac{39{,}0 + 0{,}00005 + 0{,}003 + 0{,}04 + 0{,}012}{100}\right)^2} + (0{,}05)^2} = \pm 2{,}10\%.$$

Полученные значения погрешностей не превышают пределов допускаемых относительных погрешностей указанных в п.1 настоящей рекомендации.

Приложение Б

Таблица определения коэффициента (К) содержания солей в пластовой воде

Таблица Б.1

Плотность пластовой воды $\rho_в$, г/см^3 (при 20 °С)	Коэффициент содержания солей К, мас. доли	Плотность пластовой воды ρв, г/см3 (при 20 оС)	Коэффициент содержания солей К, мас. доли	Плотность пластовой воды ρв, г/см3 (при 20 оС)	Коэффициент содержания солей К, масс. доли
1,005	0,01	1,071	0,10	1,140	0,19
1,013	0,02	1,078	0,11	1,148	0,20
1,020	0,03	1,086	0,12	1,156	0,21
1,027	0,04	1,093	0,13	1,164	0,22
1,034	0,05	1,101	0,14	1,172	0,23
1,041	0,06	1,109	0,15	1,180	0,24
1,049	0,07	1,116	0,16	1,189	0,25
1,056	0,08	1,124	0,17	1,197	0,26
1,063	0,09	1,132	0,18	1,200	0,264

gost.e-ecolog.ru