Федеральное государственное унитарное предприятие
Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии
(ФГУП ВНИИР)
Госстандарта России

УТВЕРЖДАЮ
Зам. директора ФГУП
ВНИИР по научной работе
_____ М.С.Немиров
"01" 02 2002 г.

РЕКОМЕНДАЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

МАССА НЕФТИ

Методика выполнения измерений системой измерений количества и показателей качества нефти УУН НСП «Сергеевка» НГДУ «Уфанефть»

МИ 2735-2002

Казань
2002

gost.e-ecolog.ru

РАЗРАБОТАНА ФГУП ГНМЦ ВНИИР

ИСПОЛНИТЕЛИ: Немиров М.С. – кандидат технических наук, Силкина Т.Г., Лукманов П.И.

РАЗРАБОТАНА Уфимским инженерно – метрологическим центром АО "Нефтеавтоматика" (УИМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ: Насибуллин А.Р., Фаткуллин А.А., Гафарова А.А.,

УТВЕРЖДЕНА ФГУП ГНМЦ ВНИИР 20 февраля 2002 года

АТТЕСТОВАНА ФГУП ГНМЦ ВНИИР 14 марта 2002 г.

ЗАРЕГИСТРИРОВАНА ВНИИМС 28 июня 2002 года

ВВЕДЕНА ВПЕРВЫЕ

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

СОДЕРЖАНИЕ

1	Требования к погрешности измерений	1
2	Средства измерений и вспомогательные устройства	1
3	Метод измерений	3
4	Требования безопасности и охраны окружающей среды	3
5	Требования к квалификации операторов	4
6	Условия измерений	4
7	Подготовка к выполнению измерений	5
8	Выполнение измерений	5
9	Обработка результатов измерений	9
10	Контроль погрешности результатов измерений	10
11	Оформление результатов измерений	12
	Приложение А Методика определения коэффициента $К_р$	13
	Приложение Б Перечень нормативных документов	14

Т 86.2

РЕКОМЕНДАЦИЯ

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ	
МАССА НЕФТИ	МИ 2735-2002
Методика выполнения измерений системой измерений количества и показателей качества нефти УУН НСП «Сергеевка» НГДУ «Уфанефть»	

Настоящая рекомендация распространяется на массу брутто и массу нетто нефти и устанавливает методику выполнения ее измерений с помощью системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) НСП «Сергеевка» НГДУ "Уфанефть" АНК «Башнефть» при коммерческом учете и сдаче нефти ОАО «Уралсибнефтепровод».

МВИ разработана с учетом требований РД 153-39.4-042.

1 Требования к погрешности измерений

Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нетто нефти по данной методике должны соответствовать ГОСТ 26976.

Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений массы брутто нефти..... ± 0,25 %.

Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений массы нетто нефти..... ± 0,35 %.

2 Средства измерений и вспомогательные устройства

При выполнении измерений применяют средства измерений и другие технические средства со следующими техническими характеристиками:

2.1 Блок измерительных линий (БИЛ) состоит из трех измерительных линий (две рабочие и резервная), в состав измерительной линии входят:

- турбинный преобразователь расхода (ТПР) фирмы «Smith Meter Inc» модели MVTM с корректором вязкости с пределами измерений расхода от 30 до 300 $м^3$/ч, с пределами допускаемой основной относительной погрешности: ± 0,15 %;

- струевыпрямитель;

- фильтры «Smith» Ду 100, Ру 4,0 МПа;

- преобразователь температуры фирмы « Fisher Rosemount» типа 244ЕН с диапазо-

ном измерений от 0 ^{0}C до 100 ^{0}C, с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности: ± 0,2 °C;

- преобразователь давления фирмы « Fisher Rosemount» модели 1151, с диапазоном измерений от 0 до 4,0 МПа, с пределами допускаемой основной относительной погрешности: ± 0,15 %;

- термометр стеклянный типа ТЛ - 4Б с ценой деления 0,1 °C, с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности: ± 0,2 °C, с диапазоном измерений от 0 до 50 °C ;

- манометры типа МТИ класса точности 0,6, с диапазоном измерений от 0 до 0,6 МПа.

2.2 Пробозаборное устройство по ГОСТ 2517.

2.3 Блок измерения параметров качества нефти (БИК), укомплектованный следующими средствами измерений и техническими средствами:

- два поточных преобразователя плотности (рабочий и резервный) модели FD 960 фирмы "Onix Mearsument Ltd.» , Великобритания, с диапазоном измерений от 865 до 890 кг/м^3, с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности измерений плотности: ± 0,1 кг/м^3;

- преобразователь температуры фирмы «Fisher Rosemount» типа 244EH, с диапазоном измерений от 0 до 100 °C, с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности: ± 0,2 °C;

- преобразователь давления фирмы «Fisher Rosemount» типа 1151GP, с диапазоном измерений от 0 до 4,0 МПа, с пределами допускаемой основной относительной погрешности: ± 0,25 %;

- два автоматических пробоотборника «Проба 1-М»;

- ручной пробоотборник;

- датчик контроля загазованности СТМ-10;

- влагомер поточный фирмы «Phase Dynamics», с диапазоном измерений от 0 до 1 %, с пределами допускаемой относительной погрешности: ± 0,08 %;

- термометр стеклянный типа ТЛ – 4Б с ценой деления 0,1 °C, с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности: ± 0,2 °C, с диапазоном измерений от 0 до 50 °C;

- узел подключения пикнометрического стенда;

- расходомер "ТОР 1-50" в качестве индикатора.

2.4 Устройство обработки информации (УОИ) в составе:

- вычислителя расхода фирмы "Daniel" модели 2522 с пределами допускаемой основной относительной погрешности: ± 0,05 %;

- компьютера IBM;

- принтера типа Epson.

2.5 Стационарная трубопоршневая поверочная установка (ТПУ) «Сапфир С-500-2,5-0,05» с пределами допускаемой основной относительной погрешности: ± 0,05 %, с диапазоном измерений от 50 до 500 $м^3$/ч.

2.6 Средства измерений и технические средства, используемые для измерений плотности нефти по МИ 2153.

2.7 Средства измерений и технические средства, используемые для измерений содержания воды в нефти по ГОСТ 2477.

2.8 Средства измерений и технические средства, используемые для измерений содержания солей в нефти по ГОСТ 21534.

2.9 Средства измерений и технические средства, используемые для измерений содержания механических примесей в нефти по ГОСТ 6370.

2.10 Средства измерений и технические средства, используемые для измерений вязкости нефти по ГОСТ 33. При определении вязкости используют термометр с ценой деления 0,1 °С, с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности: ± 0,2 °С.

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

3 Метод измерений

Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта.

Измерения массы брутто нефти выполняют объемно-массовым динамическим методом.

При объемно-массовом динамическом методе массу брутто нефти измеряют с помощью СИКН, состоящей из преобразователей расхода, преобразователей плотности, преобразователей температуры и давления и УОИ.

Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей. Содержание воды определяют по показаниям влагомера, значения остальных составляющих балласта измеряют в лаборатории по объединенной пробе нефти.

4 Требования безопасности и охраны окружающей среды

4.1 При выполнении измерений соблюдают требования, определяемые:

- "Правилами техники безопасности и промсанитарии при эксплуатации магистральных трубопроводов";
- "Правилами пожарной безопасности при эксплуатации предприятий ГКНП СССР".

4.2 Сооружения СИКН по пожароопасности согласно ВНПТ-3, СНиП2.09.002 относят к категории А; по классу взрывоопасной зоны согласно ПУЭ - КВ-1г; по категории и группе взрывоопасных смесей при их вероятном образовании на СИКН - согласно ВРЭ ПУЭ -КПА-Т3.

4.3 Площадку СИКН содержат в чистоте без следов нефти и оборудуют первичными средствами пожаротушения в соответствии с ОСТ 39-107.

4.4 Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам до 1000 В, на которые распространяют "Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей" и "Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей".

5 Требования к квалификации операторов

К выполнению измерений и обработке их результатов допускают лиц, достигших 18 лет, имеющих квалификацию товарного оператора не ниже 3-го разряда, окончивших курсы обучения по работе на СИКН, сдавших экзамен по технике безопасности, изучивших инструкцию по эксплуатации СИКН и настоящую рекомендацию.

Операторы, эксплуатирующие СИКН, должны знать технологическую схему, инструкцию по эксплуатации СИКН, назначение всех приборов и устройств СИКН, задвижек и вентилей и уметь быстро и безошибочно выполнять необходимые переключения в аварийных ситуациях.

6 Условия измерений

При выполнении измерений соблюдают следующие условия:

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

6.2 Нефть по степени подготовки соответствует требованиям ГОСТ 51858 и ТУ 39-1623.

6.3 Показатели измеряемой нефти находятся в следующих пределах:

рабочий диапазон температуры, °С	от 21 до 38;
плотность при возможных изменениях температуры, кг/м^3	от 865 до 890;
вязкость при возможных изменениях температуры, сСт	от 14,1 до 67,7;
массовая доля воды, %, не более	0,9;
концентрация хлористых солей, мг/дм^3, не более	900;
массовая доля механических примесей, %, не более	0,02;
содержание свободного газа, нм^3/т	отсутствует;

давление насыщенных паров, мм рт.ст., не более 300.

6.4 Технологические параметры:

расход перекачиваемой нефти, $м^3/ч$

- минимальный 150;
- максимальный 260;

давление в СИКН, МПа

- рабочее 2,4;
- минимальное 1,6;
- максимальное 3,3;

режим работы СИКН периодический.

7 Подготовка к выполнению измерений

При подготовке к выполнению измерений:

7.1 Подготавливают к работе УОИ в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

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

7.3 Подготавливают СИКН и технологические линии к поступлению нефти. Для этого проверяют:

- технологическую схему, техническое состояние трубопроводов, запорной арматуры, технологического оборудования, отсутствие утечек нефти и механических повреждений;
- отсутствие посторонних шумов и вибраций на измерительных линиях;
- целостность пломб и клейм;
- исправность средств измерений, входящих в состав СИКН.

8 Выполнение измерений

8.1 Массу брутто нефти в соответствии с ГОСТ 26976 вычисляют по формуле

$$M_{бр} = V \times \rho_{пл} \times \left[1 - \beta\left(t_v - t_\rho\right)\right] \times \left[1 + \gamma \times \left(P_v - P_\rho\right)\right] \times 10^{-3}, \quad (1)$$

где $M_{бр}$ - масса брутто нефти, т;

V - объём нефти, м^3;

$\rho_{пл}$ - плотность нефти, измеренная плотномером, кг/м^3;

β - коэффициент объемного расширения нефти при температуре измерений плотности нефти по МИ 2153, 1/°С;

t_ρ - температура нефти при измерениях плотности, °С;

t_v - температура нефти при измерениях объема, °С;

γ - коэффициент сжимаемости нефти по МИ 2153, 1/МПа;

P_v - давление нефти при измерениях объема, МПа;

P_ρ - давление нефти при измерениях плотности, МПа.

8.2 Основную относительную погрешность измерений массы брутто нефти вычисляют по формуле

$$\delta M_{\delta p} = \pm 1{,}1\sqrt{\delta V^2 + \delta \rho_{пл}{}^2 + \left(\beta \times \frac{\Delta_t}{1+\beta\times(t_\rho - t_v)} \times 100\right)^2 + \delta_м{}^2}\,, \qquad (2)$$

где $\delta M_{бр}$ - основная относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

δV - предел допускаемой основной относительной погрешности ТПР, %;

$\delta \rho_{пл}$ - основная относительная погрешность измерений плотности нефти, вносимая преобразователем плотности, %, вычисленная по формуле

$$\delta_{пл} = \frac{\Delta \rho_{пл}}{\rho_{\min}} \times 100\,, \qquad (3)$$

где $\Delta \rho_{пл}$ - предел допускаемой основной абсолютной погрешности поточного преобразователя плотности, кг/м^3;

ρ_{min} - минимальное значение плотности нефти, кг/м^3, согласно раздела 6 настоящей рекомендации;

Δ_t - основная абсолютная погрешность измерений температуры, °С, вычисленная по формуле

$$\Delta_t = \pm\sqrt{\Delta t_v{}^2 + \Delta t_\rho{}^2}\,, \qquad (4)$$

Δt_ρ - предел допускаемой основной абсолютной погрешности измерений тем-

пературы нефти при измерениях плотности, °С;

$\delta_м$ - предел допускаемой основной относительной погрешности УОИ по каналу вычислений массы брутто нефти, %.

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

8.3 Массу нетто нефти вычисляют по формуле

$$M_н = M_{бр} - m = M_{бр} \times \left(1 - \frac{W_в + W_п + W_{хс}}{100}\right), \qquad (5)$$

где m - масса балласта, т;

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

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

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

$$W_{хс} = 0{,}1 \times \frac{\varphi_с}{\rho}, \qquad (6)$$

где $\varphi_с$ - концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм^3 (г/м^3);

ρ - плотность нефти при температуре измерений объема нефти, кг/м^3.

Если определяют не массовую, а объемную долю воды в нефти, массовую долю вычисляют по формуле

$$W_в = \frac{\varphi_в \times \rho_в}{\rho}, \qquad (7)$$

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

$\rho_в$ - плотность воды (принимают равной 1000 кг/м^3).

8.4 Основную относительную погрешность измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле

$$\delta M_н = \pm 1{,}1 \sqrt{\delta M_{бр}{}^2 + \frac{(\Delta W_в)^2 + (\Delta W_п)^2 + (W_{хс})^2}{\left[1 - \frac{W_в + W_п + W_{хс}}{100}\right]^2}}, \qquad (8)$$

где $\delta M_н$ - основная относительная погрешность измерений массы нетто нефти, %;

$\delta M_{бр}$ - основная относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

$\Delta W_в$ - основная абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, % массовых, если определяют не массовую, а объемную долю воды в нефти, можно принять

$$(\Delta W_в)^2 \approx (\Delta \varphi_в)^2 \quad ,$$

где $\Delta \varphi_в$ - основная абсолютная погрешность измерений объемной доли воды, % объёмных;

$\Delta W_{хс}$ - основная абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %.

Погрешность метода определяют при максимально допускаемых значениях плотности воды, содержания воды и концентрации хлористых солей в нефти, при максимальном превышении температуры t_v над температурой t_ρ и минимально допускаемом значении плотности нефти, указанных в разделе 6 настоящей рекомендации.

8.5 При выполнении измерений выполняют следующие операции:

8.5.1 Определение массы брутто нефти

Массу брутто нефти автоматически вычисляет вычислитель расхода модели 2522 фирмы «Daniel» как произведение соответствующих значений объема и плотности нефти, приведенной к условиям измерений объема.

При определении объема нефти применяют рабочий ТПР, преобразователи давления и температуры, вычислитель расхода модели 2522 . При определении плотности нефти применяют рабочий поточный преобразователь плотности, преобразователи давления и температуры, вычислитель расхода модели 2522.

При отказе или отключении рабочего ТПР или рабочего преобразователя плотности используют соответственно резервный ТПР и резервный преобразователь плотности.

При нормальной работе рабочего преобразователя плотности резервный преобразователь плотности в учетных операциях не участвует, его используют для контроля рабочего преобразователя плотности.

При отключении рабочего и резервного преобразователей плотности плотность нефти определяют ареометром с учетом систематической погрешности метода, определенной в соответствии с приложением В МИ 2153.

До проведения оценки погрешности метода допускается определять массу брутто нефти с учетом коэффициента $\overline{K_\rho}$, определенного в соответствии с приложением А настоящей рекомендации.

Для обеспечения заданного расхода через СИКН выбирают одну измерительную линию. После выбора рабочей измерительной линии, которую будут использовать для измерений объема нефти, задвижки на линиях, не используемых для измерений, закрывают, проверяют на отсутствие протечек и пломбируют.

8.5.2 Определение массы нетто нефти

8.5.2.1 УОИ рассчитывает значение массы нефти нетто как разность массы брутто, измеренной автоматически с помощью СИКН, и составляющих балласта, измеренных авто-

матически (влагосодержание) и в лаборатории в объединенной пробе нефти. В случае отказа УОИ расчеты по определению массы нетто нефти проводят вручную.

8.5.2.2 Отбор пробы нефти из трубопровода осуществляют согласно ГОСТ 2517.

Для отбора объединенной пробы применяют автоматический пробоотборник с контейнерами - пробосборниками, в качестве резервного пользуются ручным пробоотборником.

Объединенную пробу в автоматическом пробоотборнике составляют пропорционально расходу контролируемого потока. При отборе проб ручным пробоотборником объединенную пробу жидкости составляют смешением точечных проб. Точечные пробы установленного объема отбирают через равные промежутки времени, не реже одного раза в 2 часа.

8.5.2.3 Периодичность отбора объединенной пробы: не менее одного раза в смену.

Объем объединенной пробы: не менее 3 $дм^3$.

8.5.2.4 Объединенную пробу нефти перемешивают в контейнере и делят на две равные части. Одну часть пробы анализируют, другую хранят опечатанной для случая разногласий в оценке качества.

8.5.3 Измерения плотности нефти (для контроля работоспособности поточного преобразователя плотности или для расчета массы брутто нефти при его отказе) проводят в БИК или в другом отапливаемом помещении вблизи точки отбора пробы нефти по МИ 2153.

8.5.4 Измерения содержания воды в нефти проводят в лаборатории в соответствии с ГОСТ 2477 в объединенной пробе один раз в смену.

Оперативный контроль за представительностью пробы по содержанию воды в нефти осуществляют с помощью влагомера по разности показаний влагомера и лабораторного анализа. Результат измерений объемной доли воды в лаборатории по ГОСТ 2477 сравнивают со средним за те же сутки показанием влагомера. Расхождение не должно превышать 0,2 %. При невыполнении данного условия выясняют причины отклонений. При несоблюдении условия в течение трех суток подряд проводят ревизию:

- щелевого пробозаборного устройства;
- автоматического пробоотборника;
- измерителя расхода нефти через автоматический пробоотборник.

При получении отрицательных результатов после ревизии влагомер направляют в ремонт.

8.5.5 Измерения содержания хлористых солей в нефти проводят в лаборатории в соответствии с ГОСТ 21534 в объединенной пробе один раз в смену.

8.5.6 Измерения содержания механических примесей в нефти проводят в лаборатории в соответствии с ГОСТ 6370 в объединенной пробе один раз в 10 дней.

8.5.7 Вязкость нефти в лаборатории измеряют в соответствии с ГОСТ 33 при определении метрологических характеристик ТПР.

9 Обработка результатов измерений

Обработку результатов измерений объема, плотности и массы брутто нефти выполняют автоматически с помощью УОИ или вручную. Значение плотности нефти, измеренное поточным преобразователем плотности при температуре и давлении в БИК, УОИ приводит к

условиям измерений объема нефти и нормальным условиям (t=20 °С, $Р_{изб.}$=0).

При выполнении измерений плотности нефти ареометром плотность нефти при нормальных условиях по результатам лабораторного анализа вводят в компьютер с клавиатуры, УОИ приводит плотность к условиям измерений объема.

Результаты лабораторного анализа содержания воды по ГОСТ 2477, концентрацию хлористых солей и содержание механических примесей по ГОСТ 21534 и ГОСТ 6370 вводят в УОИ с клавиатуры.

На основании всех имеющихся в УОИ параметров, измеренных автоматически с помощью СИКН и введенных с клавиатуры по результатам лабораторных анализов, УОИ рассчитывает значение массы нефти нетто.

Алгоритмы вычислений приведены в технической документации на УОИ.

В тех случаях, если требуется определение повторяемости (сходимости) воспроизводимости метода измерений, его осуществляют в соответствии с ГОСТ Р ИСО 5725.

10 Контроль погрешности результатов измерений

10.1 Средства измерений, входящие в состав СИКН, проходят испытания для целей утверждения типа в соответствии с ПР 50.2.009.

10.2 Средства измерений, входящие в состав СИКН, подлежат поверке в соответствии с ПР 50.2.006 и должны быть обеспечены нормативными документами по поверке.

10.3 Поверку ТПР проводят по ТПУ на месте эксплуатации в рабочем диапазоне расходов и вязкости в соответствии нормативным документом на методику его поверки.

10.4 Поверку поточных преобразователей плотности проводят в соответствии с нормативными документами на методику их поверки. На месте эксплуатации поверку допускается проводить, если изменение плотности нефти в течение года не превышает 100 кг/м^3.

После очередной поверки поточного плотномера в лаборатории перед его установкой на место эксплуатации выполняют контроль метрологической характеристики по воздушной точке. Для этого в БИК или другом приспособленном помещении подают на поточный плотномер питание, подключают его к измерительной линии плотности и проводят отсчет выходного сигнала при температуре (20±5) °С. Период колебаний выходного сигнала соответствует периоду колебаний, указанному в сертификате (поверка воздухом), с отклонением не более 0,06 мкс. В противном случае поточный плотномер подлежит градуировке по измерительному комплекту пикнометров или по эталонному плотномеру в лаборатории или на месте эксплуатации (если изменение плотности нефти в течение года не превышает 100 кг/м^3) с последующей поверкой.

10.5 Периодичность поверки всех рабочих средств измерений, входящих в состав СИКН: не реже одного раза в год.

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

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

10.7 Суммарную погрешность СИКН определяют и оформляют в соответствии с МИ 312 один раз в пять лет.

10.8 В межповерочном интервале проводят контроль метрологических характеристик ТПР и поточных преобразователей плотности.

10.8.1 Контроль метрологических характеристик ТПР заключается в определении коэффициента преобразования при рабочих условиях и в рабочем диапазоне расхода и вязкости и отклонения полученных при контроле значений коэффициента преобразования от значений, хранящихся в памяти УОИ в период между поверками.

Контроль рабочих ТПР проводят по ТПУ не менее чем в трех точках, в которых проведена поверка рабочего ТПР по методике, приведенной в РД 153-39.4-042.

Отклонение полученного при контроле значения коэффициента преобразования в j-й точке рабочего диапазона расходов вычисляют по формуле

$$\Delta_j = \frac{K_{jk} - K_j}{K_j} \times 100\%, \qquad (9)$$

где K_{jk} - среднее значение коэффициента преобразования рабочего ТПР в j-й точке рабочего диапазона расходов, имп/м^3;

K_j - значение коэффициента преобразования ТПР в j-й точке рабочего диапазона расходов, определенное при поверке и введенное в память УОИ, имп/м^3 (берут из свидетельства о поверке ТПР).

При эксплуатации ТПР в поддиапазоне расхода допускается проводить контроль не менее чем в двух точках рабочего поддиапазона.

Отклонение полученного при контроле коэффициента преобразования в поддиапазоне расходов вычисляют по формуле

$$\Delta_j = \frac{K_{jk} - K_{jдд}}{K_{jдд}} \times 100\%, \qquad (10)$$

где $K_{jдд}$ - значение коэффициента преобразования ТПР в j-й точке рабочего поддиапазона расхода, вычисленное УОИ, имп/м^3.

При изменении расхода и при переходе из одного поддиапазона расхода в другой проводят контроль метрологических характеристик ТПР в новом поддиапазоне в течение трех дней.

Отклонение коэффициента преобразования, определенное по формулам (9) или (10), не должно превышать 0,15 % во всех точках расхода рабочего диапазона.

Если отклонение коэффициента преобразования превышает вышеуказанные значения, выясняют причину (исключая демонтаж и разборку ТПР) изменения коэффициента преобразования ТПР и проводят повторный контроль метрологических характеристик ТПР. Если результаты повторного контроля отрицательны, ТПР демонтируют, проводят ремонт и поверку по ТПУ.

Если после поверки отклонение коэффициента преобразования при контроле вновь превышает допускаемый предел, выясняют причину и уменьшают межконтрольный интервал.

10.8.2 Межконтрольный интервал ТПР определяют после реконструкции СИКН, а также после ремонта по методике раздела 6 РД 153-39.4-042.

10.8.3 Контроль поточного преобразователя плотности проводят один раз в 10 дней сличением показаний преобразователя плотности с результатами измерений плотности

нефти ареометром в рабочих условиях при рабочем значении плотности с учетом систематической погрешности метода или $\overline{K_\rho}$ в соответствии с разделом 6 РД 153-39.4-042 и приложением А настоящей рекомендации и один раз в 30 дней по резервному преобразователю плотности.

10.8.4 Контроль преобразователя температуры проводят одновременно с контролем ТПР сличением показаний преобразователя температуры с результатами измерений температуры термометром стеклянным в рабочих условиях при рабочей температуре.

Отклонение полученного при контроле значения температуры не должно превышать суммы пределов основной допускаемой абсолютной погрешности преобразователя температуры и термометра.

10.8.5 Контроль преобразователя давления проводят одновременно с контролем ТПР сличением показаний преобразователя давления с результатами измерений давления манометром типа МТИ в рабочих условиях при рабочей температуре.

Отклонение полученного при контроле значения давления не должно превышать суммы пределов основной допускаемой погрешности преобразователя давления и класса точности манометра.

11 Оформление результатов измерений

11.1 Текущие результаты измерений УОИ регистрирует через каждые два часа.

11.2 Результаты измерений на основании отчетов за два часа и суточного оформляют актом приема-сдачи нефти по форме, установленной в приложении Л РД 153-39.4-042.

11.3 Все вмешательства оператора в работу УОИ регистрируют.

Приложение А

Методика определения коэффициента $\overline{K_\rho}$

При вводе в эксплуатацию поточного преобразователя плотности, а также после его градуировки с последующей поверкой на месте эксплуатации по результатам измерений плотности нефти ареометром в БИК или в другом отапливаемом помещении вблизи точки отбора пробы нефти и по показаниям УОИ или частотомера определяют среднее значение K_ρ за первые 30 смен после ввода его в работу с учетом знака по формуле

$$\overline{K_\rho} = \frac{1}{30} \times \sum_{i=1}^{30} K_{\rho i} \ , \qquad (A.1)$$

где $K_{\rho i}$ - значение K_ρ с учетом его знака ("+" или "-"), которое определяют ежесменно по формуле

$$K_{\rho i} = \frac{\Delta\rho_i}{\rho_{л i}} \ , \qquad (A.2)$$

$$\Delta\rho_i = \rho_{пл i} - \rho_{л i} , \qquad (A.3)$$

где $\rho_{пл i}$ - значение плотности нефти, измеренное поточным преобразователем плотности в i-ю смену за первые 30 смен после поверки, кг/м^3 ;

$\rho_{л i}$ - значение плотности пробы нефти, отобранной в момент измерения $\rho_{пл i}$, измеренное ареометром и приведенное к условиям в БИК, кг/м^3 .

Допускается определять $\overline{K_\rho}$ по значениям $K_{\rho i}$ за 10-12 смен.

По мере накопления статистических данных по $K_{\rho i}$ проводят уточнение значения K_ρ по формуле

$$\overline{K_\rho^{(n+1)}} = \frac{n \times \overline{K_\rho^{(n)}} + K_{\rho(n+1)}}{n+1} \ , \qquad (A.4)$$

где $\overline{K_\rho^{(n)}}, \overline{K_\rho^{(n+1)}}$ - значение поправочного множителя за n и (n+1) смен соответственно;

$K_{\rho,(n+1)}$ - значение K_ρ за (n+1) смену.

При отключении поточного преобразователя плотности используют среднее значение $\overline{K_\rho}$ со своим знаком за первые 30 смен после поверки.

Приложение Б

Перечень нормативных документов

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

ГОСТ Р 8.563 - 96 ГСИ. Методики выполнения измерений;

ГОСТ 2477-65 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды;

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

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

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

ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия;

ГОСТ 18481-81 Ареометры и цилиндры стеклянные. Общие технические условия;

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

ГОСТ 26976-86 Нефть и нефтепродукты. Методы измерения массы;

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 312-95 ГСИ. Узел учета нефти с турбинными преобразователями расхода. Методика определения суммарной погрешности;

МИ 1973-95 ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором;

МИ 1974-95 ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки;

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

МИ 2035-95 ГСИ. Центральные блоки обработки и индикации данных, суммирующие и вторичные приборы счетчиков всех типов, входящих в состав учета нефти. Методика поверки;

МИ 2036-89 ГСИ. Вторичная аппаратура трубопоршневых поверочных установок производства ВНР, СФРЮ, фирм А.О.Смит, Бопп и Ройттер, Сапфир-Э2. Методика поверки;

МИ 2153-2001 ГСИ. Плотность нефти. Требования к методике выполнения измерений ареометром при учетных операциях;

МИ 2470-2000 ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244 MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы Fisher Rosemount, США. Методика периодической поверки;

МИ 2644-2001 ГСИ. Денсиметры SARASOTA модификации FD 950 и FD 960 фирмы «Onix Measurement Ltd» (Великобритания). Методика поверки;

МИ 2617-2000 ГСИ. Вычислитель расхода модели 2522 фирмы "Даниел". Методика поверки;

МИ 2643-2001 ГСИ. Влагомер нефти поточный фирмы "Phase Dynamics" (США). Методика поверки.

РД 153-39.4-042-99 Инструкция по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти.

gost.e-ecolog.ru