ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ (ФГУП ВНИИМС)
ГОССТАНДАРТА РОССИИ



УТВЕРЖДАЮ
Директор ФГУП ВНИИМС
А.И.Асташенков
"18" июня 2002г

РЕКОМЕНДАЦИЯ
ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ.

ДЕБИТ ЖИДКОСТИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН. МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ МАССОИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКОЙ ТИПА «АСМА»

МИ 2731- 2002

Москва
2002

gost.e-ecolog.ru

ПРЕДИСЛОВИЕ

РАЗРАБОТАНА	ФГУП ВНИИМС
ИСПОЛНИТЕЛИ	Горелова Н.Е., к.т.н. Беляев Б.М.
РАЗРАБОТАНА	АО «НЕФТЕАВТОМАТИКА»
ИСПОЛНИТЕЛИ:	к.т.н. Апракин А.С., к.т.н. Слепян М.А., Поляков Г.И., Черняк А.С., Череватенко Ф.К.
УТВЕРЖДЕНА	ФГУП ВНИИМС 3 июня 2002 г.
ЗАРЕГИСТРИРОВАНА	ФГУП ВНИИМС 3 июня 2002 г.
ВВЕДЕНА ВПЕРВЫЕ	

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

СОДЕРЖАНИЕ

1. Нормы погрешности измерений 4
2. Средства измерений и вспомогательные устройства . . . 4
3. Метод измерений 5
4. Требования безопасности и охраны окружающей среды . . . 10
5. Требования к квалификации персонала 10
6. Условия измерений 11
7. Подготовка к выполнению измерений 11
8. Выполнение измерений 12
9. Обработка результатов измерений 13
10. Контроль точности результатов измерений 14
11. Оформление результата измерений 15
Приложение А Перечень нормативных и эксплуатационных документов, применяемых при выполнении измерений дебита жидкости нефтяных скважин массоизмерительной установкой «АСМА» . . 16
Приложение Б Формы протоколов 17
Форма Б1 Протокол определения параметров по циклам измерений 17
Форма Б2 Протокол определения дебита скважины транспортабельной установкой в режиме суточных измерений . . 18
Форма Б3 Протокол определения дебита скважины стационарной установкой в режиме суточных измерений . . . 19
Приложение В Расчет суммарной погрешности измерения дебита жидкости нефтяных скважин за время контроля (пример) . . . 20

РЕКОМЕНДАЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений **Дебит жидкости нефтяных скважин. Методика выполнения измерений массоизмерительной установкой типа «АСМА».**	**МИ 2731-2002**

Настоящая рекомендация устанавливает методику выполнения измерений дебита нефтяных скважин массоизмерительной установкой типа «АСМА».

Термины и определения, применяемые в настоящей рекомендации:

Нефтеводогазовая смесь – продукция нефтяных скважин, состоящая из нефти, воды и газа.

Дебит по жидкости (расход жидкости) – количество жидкости, поступающей в единицу времени из нефтяной скважины.

Среднесуточный дебит по жидкости – среднее расчетное количество жидкости, поступающей из нефтяной скважины за календарные сутки.

Дебит по жидкости, измеренный установкой – количество жидкости, поступающей из нефтяной скважины за время измерений установкой.

Условные сутки – время контроля скважины, в котором проводят расчеты среднесуточных дебитов.

1. Нормы погрешности измерений

Предел допускаемой суммарной погрешности измерений дебита жидкости нефтяных скважин в полученном ряду результатов: 2,5%.

2. Средства измерений и вспомогательные устройства

При выполнении измерений применяют транспортабельные и стационарные массоизмерительные установки типа «АСМА», изготовленные по техническим условиям ТУ39-00137093-023-98 и ТУ39-00137093-025-94 соответственно, и включающие следующие средства измерений и вспомогательные устройства.

2.1. Датчик силы в комплекте с электронным преобразователем с верхним пределом измерений до 1,3 тонны и пределом допускаемой относительной погрешности: 0,2%.

2.2. Станция управления в комплексе с аналогово-цифровым преобразователем, блоком процессора, портативным компьютером и принтером с пределом допускаемой относительной погрешности: 0,1%.

2.3. Микросхема часов реального времени RTC, встроенная в блок процессора, и пределом допускаемой погрешности измерений временных интервалов: 0,001 с.

2.4. Емкость измерительная вместимостью до 600 литров в комплекте с гибкими металлическими или подвижными шарнирными трубопроводами и пробоотборником.

2.5. Клапаны запорный и переключающий с электроприводами Ду 80 мм, Ру 4,0 МПа.

2.6. Блок насоса откачки и сепаратор.

2.7. Переключатель скважин многоходовой (ПСМ) в комплекте с гидроприводом или клапаны переключающие с электроприводами Ду 50, Ру 4,0 МПа, входящие в состав стационарных массоизмерительных установок.

2.8. Набор щупов от 3 до 7мм, входящий в комплект поставки установки.

2.9. Отвес, входящий в комплект поставки транспортабельных массоизмерительных установок типа «АСМА-Т».

3. Метод измерений

3.1. Дебит скважины по жидкости определяют как частное от деления взвешенной в измерительной емкости массы «нетто» (Мні) этой жидкости на время ее налива в измерительную емкость.

3.2. Описание метода измерений.

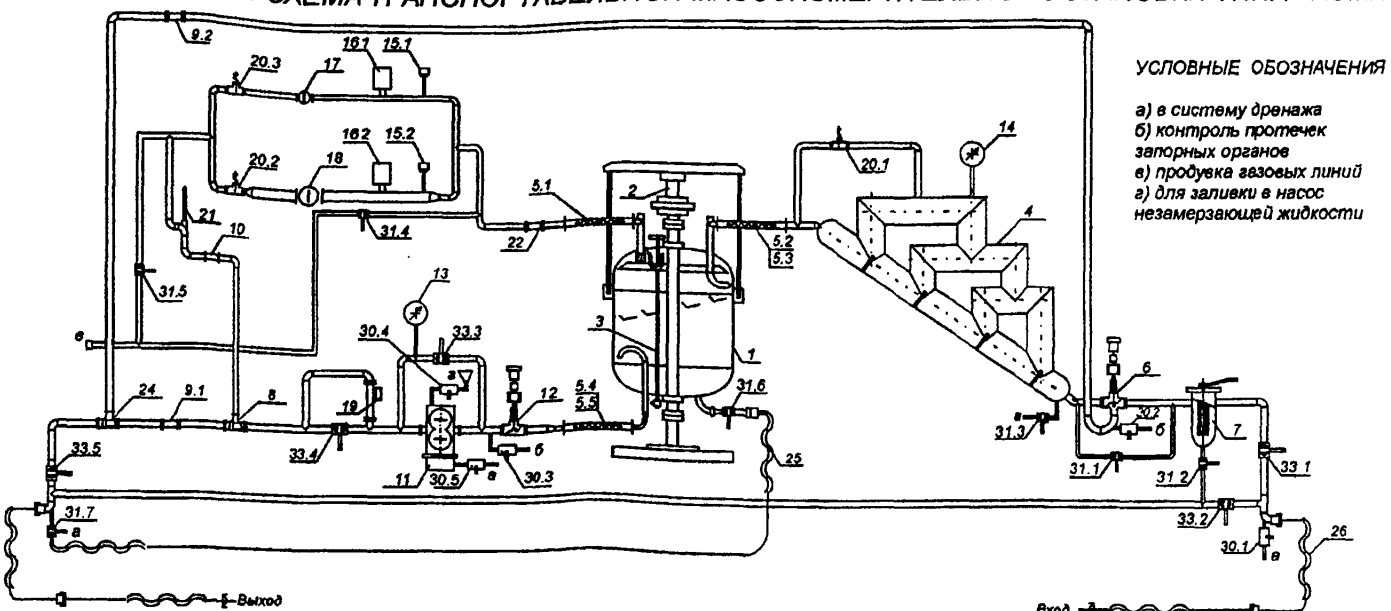
Для описания метода измерений на рис. 3.1 приведена гидравлическая схема транспортабельной установки типа «АСМА-Т», на рис. 3.2 - гидравлическая схема стационарной массоизмерительной установки типа «АСМА» с многоходовым переключателем скважин, на рис. 3.3 - гидравлическая схема стационарной массоизмерительной установки типа «АСМА» с электроприводными переключающими клапанами, на рис. 3.4 приведена структурная схема измерительного канала жидкости нефтяных скважин.

3.3. Количество попутного нефтяного газа, отсепарированного массоизмерительной установкой и отнесенного на тонну добытой нефти в $нм^3/т$, измеряют счетчиками газа по отдельной методике выполнения измерений.

Газовый фактор в стандартных куб м определяют суммой измеренного счетчиками количества попутного нефтяного газа и количества свободного и растворенного газа, оставшегося в нефти после сепарации. Количество свободного и растворенного, газа оставшегося в нефти после сепарации, определяют по (————) МИ 2575 «ГСИ. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений».

3.4. Влажность нефти в процентах измеряют объемно - массовым методом или влагомерами отечественного или зарубежного производства в соответствии с соответствующей методикой выполнения измерений.

ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ СХЕМА ТРАНСПОРТАБЕЛЬНОЙ МАССОИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ ТИПА «АСМА-Т»



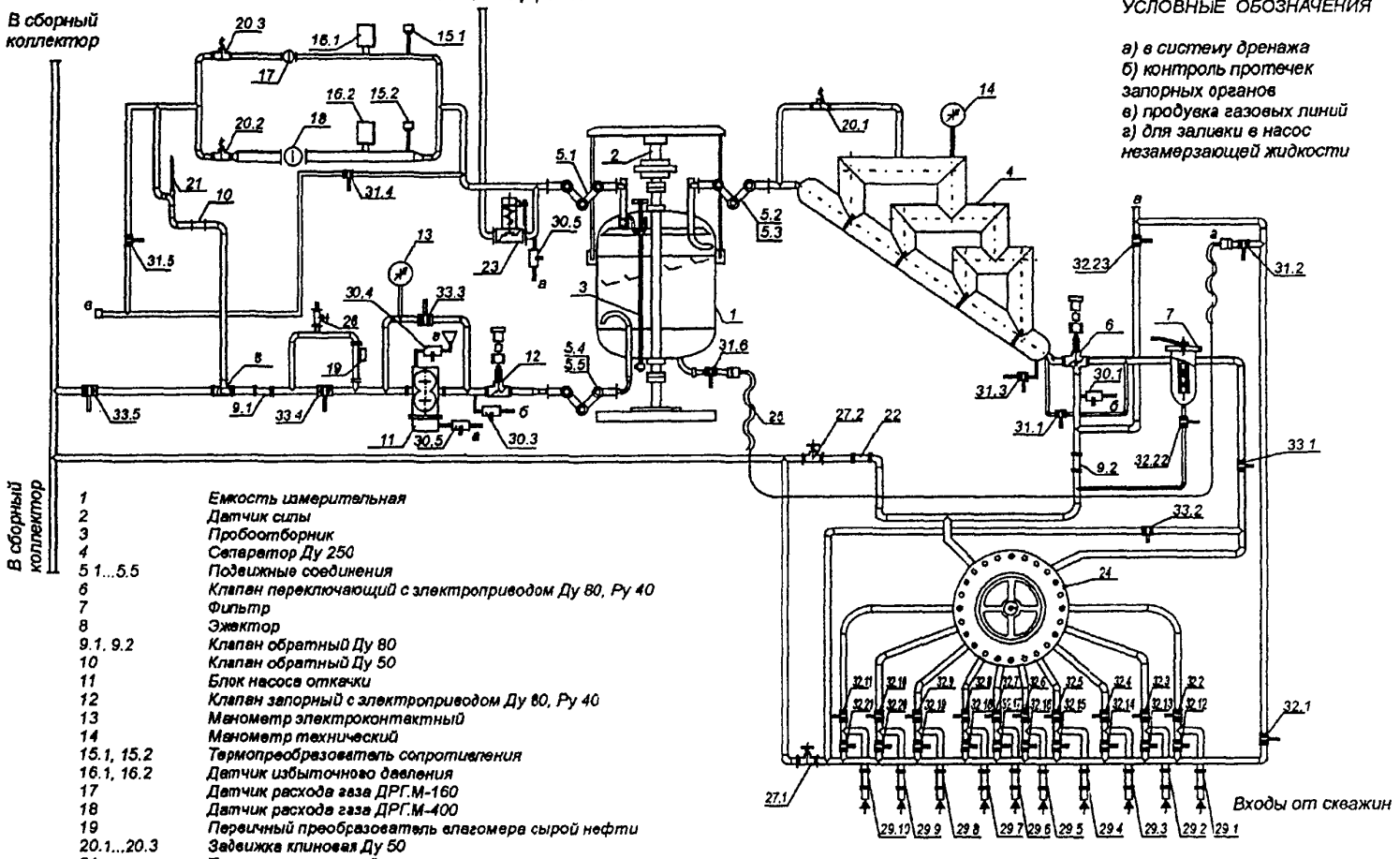
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

а) в систему дренажа
б) контроль протечек запорных органов
в) продувка газовых линий
г) для заливки в насос незамерзающей жидкости

1	Емкость измерительная
2	Датчик силы
3	Пробоотборник
4	Сепаратор Ду 250
5.1...5.5	Подвижные соединения
6	Клапан переключающий с электроприводом Ду 80, Ру 40
7	Фильтр
8	Эжектор
9.1, 9.2	Клапан обратный Ду 80
10	Клапан обратный Ду 50
11	Блок насоса откачки
12	Клапан запорный с электроприводом Ду 80, Ру 40
13	Манометр электроконтактный
14	Манометр технический
15.1...15.2	Термопреобразователь сопротивления
16.1, 16.2	Датчик избыточного давления
17	Датчик расхода газа ДРГ.М-160
18	Датчик расхода газа ДРГ.М-400
19	Первичный преобразователь влагомера сырой нефти
20.1...20.3	Задвижка клиновая Ду 50
21	Термометр ртутный стеклянный
22	Клапан обратный Ду 50, Ру 40
24	Смеситель
25	Рукав "УНИВЕР-АНТИСТАТИК"
26	Гибкий рукав (буровой) Ду 50
30.1...30.5	Кран шаровой Ду 10, Ру 40
31.1...31.7	Кран шаровой Ду 25, Ру 40
33.1...33.5	Кран шаровой Ду 80, Ру 40

Рис. 3.1

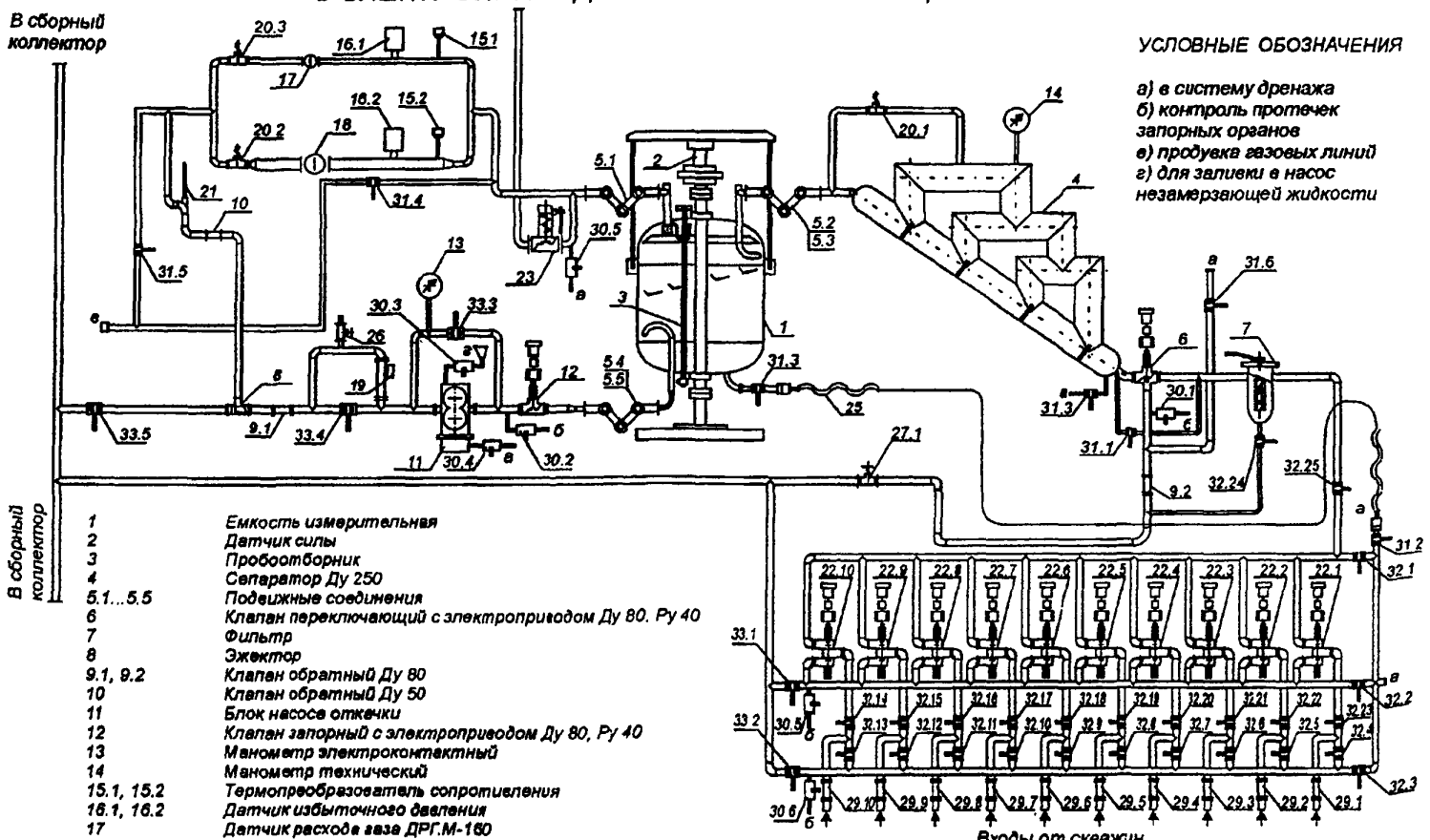
ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ СХЕМА СТАЦИОНАРНОЙ МАССОИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ ТИПА «АСМА» С МНОГОХОДОВЫМ ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЕМ СКВАЖИН



1	Емкость измерительная
2	Датчик силы
3	Пробоотборник
4	Сепаратор Ду 250
5.1...5.5	Подвижные соединения
6	Клапан переключающий с электроприводом Ду 80, Ру 40
7	Фильтр
8	Эжектор
9.1, 9.2	Клапан обратный Ду 80
10	Клапан обратный Ду 50
11	Блок насоса откачки
12	Клапан запорный с электроприводом Ду 80, Ру 40
13	Манометр электроконтактный
14	Манометр технический
15.1, 15.2	Термопреобразователь сопротивления
16.1, 16.2	Датчик избыточного давления
17	Датчик расхода газа ДРГ.М-160
18	Датчик расхода газа ДРГ.М-400
19	Первичный преобразователь влагомера сырой нефти
20.1...20.3	Задвижка клиновая Ду 50
21	Термометр ртутный стеклянный
22	Клапан обратный Ду 100, Ру 40
23	Клапан предохранительный
24	Переключатель скважин многоходовой (ПСМ)
25	Рукав "УНИВЕР-АНТИСТАТИК"
26	Клапан сальниковый Ду 10, Ру 160
27.1, 27.2	Задвижка клиновая Ду 100
29.1...29.10	Клапан обратный Ду 50
30.1...30.5	Кран шаровой Ду 10, Ру 40
31.1...31.6	Кран шаровой Ду 25, Ру 40
32.1...32.23	Кран шаровой Ду 50, Ру 40
33.1...33.5	Кран шаровой Ду 80, Ру 40

Рис. 3.2

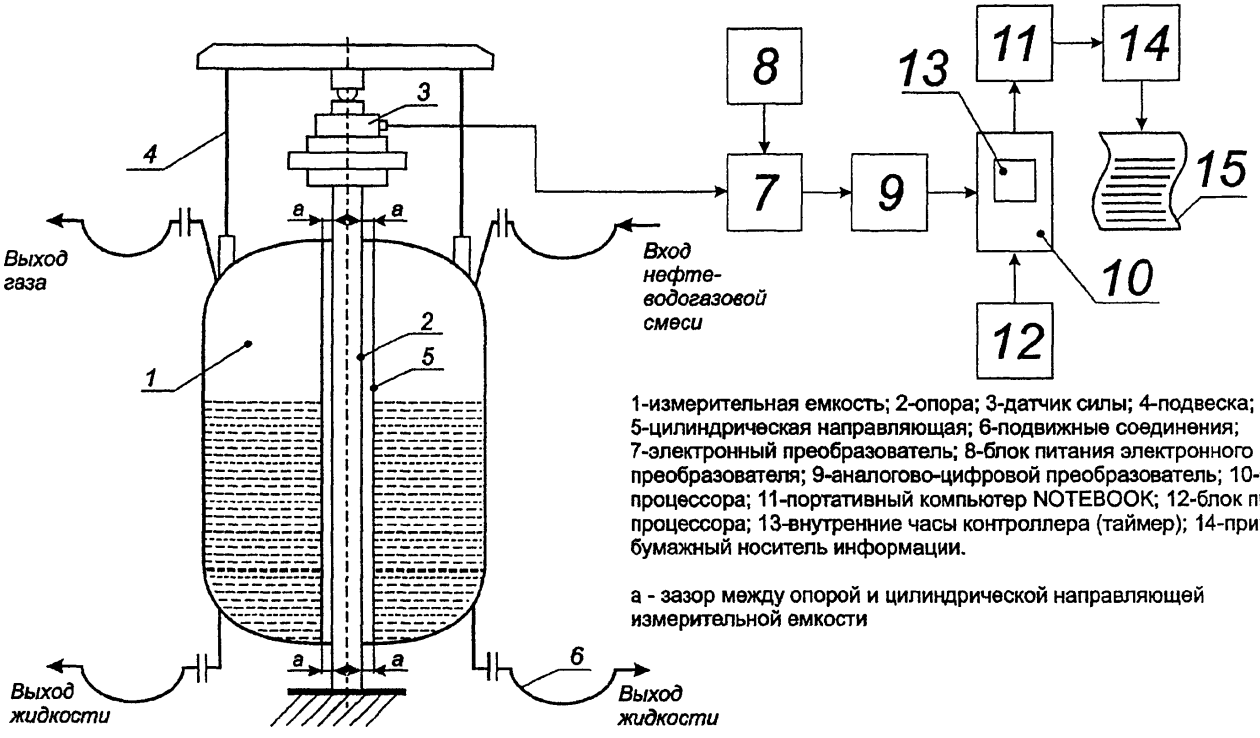
ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ СХЕМА СТАЦИОНАРНОЙ МАССОИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ ТИПА «АСМА» С ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫМИ ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИМИ КЛАПАНАМИ



1	Емкость измерительная
2	Датчик силы
3	Пробоотборник
4	Сепаратор Ду 250
5.1...5.5	Подвижные соединения
6	Клапан переключающий с электроприводом Ду 80, Ру 40
7	Фильтр
8	Эжектор
9.1, 9.2	Клапан обратный Ду 80
10	Клапан обратный Ду 50
11	Блок насоса откачки
12	Клапан запорный с электроприводом Ду 80, Ру 40
13	Манометр электроконтактный
14	Манометр технический
15.1, 15.2	Термопреобразователь сопротивления
16.1, 16.2	Датчик избыточного давления
17	Датчик расхода газа ДРГ.М-160
18	Датчик расхода газа ДРГ.М-400
19	Первичный преобразователь влагомера сырой нефти
20.1...20.3	Задвижка клиновая Ду 50
21	Термометр ртутный стеклянный
22.1...22.10	Клапан переключающий с электроприводом Ду 50, Ру 40
23	Клапан предохранительный
25	Рукав "УНИВЕР-АНТИСТАТИК"
26	Клапан сальниковый Ду 10, Ру 160
27.1	Задвижка клиновая Ду 100
29.1...29.10	Клапан обратный Ду 50
30.1...30.7	Кран шаровой Ду 10, Ру 40
31.1...31.6	Кран шаровой Ду 25, Ру 40
32.1...32.25	Кран шаровой Ду 50, Ру 40
33.1...33.4	Кран шаровой Ду 80, Ру 40

Рис. 3.3

Структурная схема измерительного канала дебита жидкости



1-измерительная емкость; 2-опора; 3-датчик силы; 4-подвеска; 5-цилиндрическая направляющая; 6-подвижные соединения; 7-электронный преобразователь; 8-блок питания электронного преобразователя; 9-аналогово-цифровой преобразователь; 10-блок процессора; 11-портативный компьютер NOTEBOOK; 12-блок питания процессора; 13-внутренние часы контроллера (таймер); 14-принтер; 15-бумажный носитель информации.

а - зазор между опорой и цилиндрической направляющей измерительной емкости

Рис. 3.4

3.5. Нефтеводогазовая смесь по гибкому рукаву 26 (рис. 3.1) или через многоходовой переключатель скважин 24 (ПСМ) (рис. 3.2) или через клапаны переключающие с электроприводом 22 (рис. 3.3) через фильтр 7, переключающий клапан 6, поступает на вход сепаратора 4, где происходит отделение попутного нефтяного газа.

Примечание: В отдельных модификациях установок для измерений дебитов по жидкости до 180 т/сутки и газа до 100 000 нм^3/сутки сепаратор 4 и переключающий клапан 6 не устанавливают.

В измерительной емкости 1 происходит дополнительная сепарация оставшегося в жидкости газа и накопление массы жидкости от минимальной Mmin до максимальной Mmax, задаваемой уставками в блоке процессора 10 (рис. 3.4).

Масса измерительной емкости вместе с массой жидкости через подвеску 4 (рис. 3.4) создает нагрузку на тензометрический датчик силы 3 (рис. 3.4), которая преобразуется электронным преобразователем 7 (рис. 3.4) в унифицированный токовый сигнал. Токовый сигнал с помощью аналого-цифрового преобразователя 9 (рис. 3.4) и процессора 10 (рис. 3.4) преобразуется в единицы массы. Внутренние часы (таймер) 13 (рис. 3.4) процессора измеряют время налива жидкости. Одновременно процессор вычисляет массу «нетто» при наполнении измерительной емкости от заданной уставкой минимальной массы Mmin до максимальной массы Mmax, заданной другой уставкой.

4. Требования безопасности и охраны окружающей среды

При выполнении измерений соблюдают требования, определяемые:

- ГОСТ 12.2.091 «ССБТ. Техника безопасности для показывающих и регистрирующих измерительных приборов и вспомогательных частей к ним»;
- РД 08.200 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТБ);
- «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТЭ);
- Правилами техники безопасности при проведении ремонтных и электромеханических работ, утвержденными и учитывающими специфические условия конкретных нефтяных месторождений;
- Инструкцией по технике безопасности при обслуживании массоизмерительной установки (приложение 3 руководства по эксплуатации).

5. Требования к квалификации персонала

5.1. К выполнению измерений и обработке их результатов допускают лиц, достигших возраста не менее 22 лет, имеющих средне - техническое образование, прошедших курсы обучения и сдавших экзамен по работе на массоизмерительных установках типа «АСМА», экзамен по технике безопасности, изучивших руководство оператора, технические описания и инструкции по эксплуатации и паспорта установок, всех приборов и устройств, входящих в них, и настоящую рекомендацию.

5.2. Персонал, эксплуатирующий установку, должен знать процесс добычи нефти и газа из скважин, подробно изучить электрогидравлическую схему установки и принципиальную схему станции управления, назначение и обозначение по схемам и конструктивное расположение всех приборов, преобразователей и устройств, запорных органов, обратных клапанов, электроприводных запорных и переключающих клапанов, насоса откачки, уметь быстро и безошибочно выполнить необходимые действия в аварийных ситуациях.

6. Условия измерений

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

6.2. Параметры продукции (нефтеводогазовой смеси) нефтяных скважин:

диапазоны измерений дебита скважин

по жидкости, т/сут:

нижний предел 0,1;

верхний предел 10, 100, 180, 400;

по газу, приведенному к нормальным условиям, $нм^3$/сут:

нижний предел 1440;

верхний предел 50000, 100000, 300000;

концентрация воды, % массовых:

нижний предел 1;

верхний предел 99;

вязкость кинематическая, 1×10^{-6} $м^2/с$ (сСт) . . не более 500;

содержание сероводорода или агрессивной пластовой воды, вызывающие коррозию, мм/год, не более 0,35;

температура среды, ^{O}C . . . . . от минус 10 до плюс 50;

режим движения жидкости: нестационарный.

6.3. Технологические параметры:

рабочее давление, МПа. 4,0;

температура внутри установок не ниже, ^{O}C . . плюс 5;

при температуре окружающего воздуха, ^{O}C . . минус 45;

температура окружающего воздуха, ^{O}C . . . от минус 45 до плюс 50.

7. Подготовка к выполнению измерений

При подготовке к выполнению измерений проводят следующие работы:

7.1. На транспортабельных массоизмерительных установках типа «АСМА-Т»:

7.1.1. Выравнивают установку с помощью винтовых опор, проверяя положение установки с помощью отвеса.

7.1.2. Проверяют с помощью набора щупов равенство величины диаметрального зазора (от 3 до 7 мм) между поверхностями опоры и направляющей измерительной емкости и при необходимости проводят ее центровку в соответствии с руководством по эксплуатации.

7.1.3. Проводят подготовку установки к проведению измерений согласно эксплуатационной документации.

7.1.4. Приводят в рабочее состояние портативный компьютер NOTEBOOK, печатающее устройство (принтер) и запускают программу в соответствии с руководством оператора установки.

7.2. На стационарных массоизмерительных установках типа «АСМА»:

7.2.1. Выполняют операции по п.п. 7.1.2, 7.1.3, 7.1.4.

8. Выполнение измерений

При выполнении измерений дебита жидкости нефтяной скважины выполняют следующие операции:

8.1. После включения массоизмерительной установки в работу автоматически начинается первый цикл измерений с фиксацией промежуточной величины начальной массы (массы «тары» Мт). При этом масса «тары» Мт (масса емкости с остатками жидкости в ней) должна быть меньше массы Mmin заданной уставкой, что необходимо для коррекции переходных процессов при переключении установки от предыдущего к последующему циклу измерения. Если масса тары Мт>Mmin, то блок процессора выдает электрический сигнал на открытие электроприводного запорного клапана и включение насоса откачки для удаления из емкости «лишней» жидкости задается процессором и составляет от 2 до 5 секунд. Масса «тары» Мт является вспомогательной (технологической) величиной и непосредственно в измерениях не участвует.

8.2. В процессе поступления жидкости скважины в измерительную емкость установки проводят измерения времени налива Тналі и массы поступающей жидкости. При достижении массы поступающей жидкости величины, равной заданной уставкой максимального значения Mmax, счет времени Тналі прекращают и фиксируют измеренное значение массы «нетто» Мні=(Mmax – Mmin)±ΔМні , а блок процессора выдает электрический сигнал на открытие электроприводного запорного клапана, включение насоса откачки и удаление измеренной жидкости до значения Мт.

После удаления жидкости из измерительной емкости блок процессора выдает электрический сигнал на отключение насоса откачки и закрытие электроприводного запорного клапана.

Установка готова к последующему циклу измерений.

8.3. Уравнение измерения дебита жидкости нефтяной скважины за цикл измерений (налив – слив) выражают формулой

$$Qжі = \frac{Мні}{Тналі} \times 1{,}44 \quad , \qquad (1)$$

где Qжі – дебит жидкости скважины за цикл измерений, т/сут;
Мні – измеренная масса жидкости «нетто» за цикл, кг;
Тналі – время налива жидкости за цикл измерений, минут.

Среднесуточный дебит скважины за время контроля:

$$Qж.ср = \frac{\sum_{i=1}^{n} Qжi}{n}, \qquad (2)$$

где n – количество циклов измерений.

Порядок введения уставок по массам следующий. Используя руководство оператора установки, в меню «Уставки» вводят значение минимальной массы Mmin и максимальной массы Mmax таким образом, чтобы разность между ними (Mmax - Mmin = Мн.уст) соответствовала дебиту скважины, продолжительности контроля и количеству циклов измерений.

Рекомендации по выбору уставочного значения массы «нетто» Мн.уст, продолжительности контроля скважины и количества циклов измерений в зависимости от дебита скважины, приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1

№ п/п	Диапазон измеряемых дебитов скважин, т/сут	Диапазон уставочных значений массы «нетто», Мн.уст, кг	Продолжи-тельность контроля, час, не менее	Количество циклов измерений, не менее
1.	0,1	25	78	13
2.	0,1÷0,5	25	16	13
3.	0,5÷1	25	8	13
4.	1÷5	25÷50	3,5	13
5.	5÷10	25÷50	2	13
6.	10÷50	50÷100	1,5	13÷30
7.	50÷100	50÷100	1	13÷30
8.	100÷180	100÷150	0,8	13÷30
9.	180÷300	150÷200	0,6	13÷30
10.	300÷400	200÷300	0,5	13÷30

9. Обработка результатов измерений

9.1. Обработку результатов измерений проводит блок процессора станции управления «Каскад» с выдачей их через принтер в виде протоколов по формам приложения Б или вручную путем снятия показаний с пульта оператора (дисплея портативного компьютера NOTEBOOK).

9.2. Обработка результатов измерений заключается в формировании данных по столбцам и строкам протоколов определения параметров по циклам и в режиме суточных измерений.

10. Контроль точности результатов измерений

10.1. Измерительный канал дебита жидкости нефтяных скважин подлежит периодической поверке в соответствии с МИ 2733.

10.2. Внеочередную поверку измерительного канала дебита жидкости нефтяных скважин проводят в соответствии с требованиями ПР 50.2.006, а также в случаях получения отрицательных результатов при текущем контроле метрологических характеристик канала.

10.3. Контроль метрологических характеристик измерительного канала дебита жидкости заключается в определении коэффициента преобразования Кпр измерительного канала массы и суммарной погрешности измерительного канала дебита жидкости $S_{\Sigma i}$ нефтяной скважины в рабочих условиях измерений и отклонения полученных при контроле значений коэффициента преобразования $Кпр_к$ от значений Кпр, хранящихся в памяти блока процессора в период между поверками, и отклонения суммарной погрешности $S_{\Sigma ki}$ от установленной в настоящей рекомендации.

10.3.1. Определение коэффициента преобразования канала $Кпр_к$ массы проводят не менее чем в трех точках (50, 100, и 200 кг), в которых проводилась поверка по методике, приведенной в МИ 2732.

Отклонение полученного при контроле значения коэффициента преобразования $Кпр_к$ в j-й точке вычисляют по формуле

$$\Delta j = \frac{Кпр_{kj} - Кпр}{Кпр} \times 100\%, \qquad (3)$$

где $Кпр_{kj}$ – среднее значение коэффициента преобразования в j-й точке контроля;

Кпр – значение действительного коэффициента преобразования, определенное при поверке и записанное в памяти блока процессора (берут из свидетельства о поверке измерительного канала массы установки «АСМА»).

Отклонение коэффициента преобразования, определенное по формуле (3), в любой точке не должно превышать 0,2%. При этом суммарная погрешность измерительного канала дебита жидкости $S_{\Sigma ki}$, определенная по п. 10.3.2, не должна превышать 2,5%.

Если отклонение коэффициента преобразования $Кпр_к$ и суммарная погрешность $S_{\Sigma ki}$ превышают вышеуказанные значения, выясняют и устраняют причины изменения $Кпр_к$ и проводят повторный контроль метрологических характеристик измерительного канала дебита жидкости.

Если результаты повторного контроля отрицательны, то проводят ремонт с возможной заменой элементов измерительного канала дебита жидкости, определение нового значения действительного коэффициента преобразования с записью этого значения в память блока процессора и определение суммарной погрешности $S_{\Sigma ki}$ канала. Новое значение суммарной погрешности $S_{\Sigma ki}$ не должно превышать 2,5%.

10.3.2. Пример расчета суммарной погрешности $S_{\Sigma ki}$ измерений дебита жидкости за время контроля нефтяных скважин приведен в приложении В.

10.3.3. В тех случаях, когда необходима оценка повторяемости (сходимости) и воспроизводимости метода и результатов измерений дебита (расхода) жидкости нефтяных скважин, ее осуществляют в соответствии с ГОСТ Р ИСО 5725.

11. Оформление результата измерений

Результаты измерений автоматически формируют в виде протоколов, формы которых приведены в приложении Б:

Форма Б1 «Протокол № _ определения параметров по циклам измерений»;

Форма Б2 «Протокол № _ определения дебита скважины транспортабельной установкой в режиме суточных измерений»;

Форма Б3 «Протокол № _ определения дебита скважины стационарной установкой в режиме суточных измерений».

Приложение А

ПЕРЕЧЕНЬ

нормативных и эксплуатационных документов, применяемых при выполнении измерений дебита жидкости нефтяных скважин массоизмерительной установкой «АСМА»

ГОСТ 8.563-96 «ГСИ. Методики выполнения измерений»;

ГОСТ 12.2.091-94 «ССБТ. Техника безопасности для показывающих и регистрирующих электроизмерительных приборов и вспомогательных частей к ним»;

СТ СЭВ 545-77 «Прикладная статистика. Правила оценки анормальности результатов наблюдений»;

ГОСТ Р ИСО 5725-2002 «Точность (правильность и прецезионность) методов и результатов измерений»;

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

РД 08.200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;

РД 50.453-84 «Погрешности средств измерений в реальных условиях эксплуатации».

РМГ 29-99 «ГСИ. Метрология. Основные термины и определения».

МИ 2526-99 «ГСИ. Нормативные документы на методики поверки средств измерений. Основные положения».

МИ 2732-2002 «ГСИ. Установки массоизмерительные транспортабельные и стационарные типа «АСМА». Измерительный канал массы. Методика поверки».

МИ 2733-2002 «ГСИ. Установки массоизмерительные транспортабельные и стационарные типа «АСМА». Измерительный канал расхода (дебита) жидкости. Методика поверки».

Эксплуатационные конструкторские документы на транспортабельные и стационарные массоизмерительные установки типа «АСМА» (паспорта и руководства по эксплуатации).

Установки массоизмерительные АСМА-Т-05-400-300, АСМА-Т-03-400-300, АСМА-Т-03-180-300. Программное обеспечение. Руководство оператора. 643.057718.4-05/2000.1234-01.

Установка массоизмерительная АСМА-40-10-400-300 МП. Программное обеспечение. Руководство оператора. 643.05771848.4-06/2000.1234-01.

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

ПриложениеБ
Формы протоколов

Форма Б1

ПРОТОКОЛ №_____
определения параметров по циклам измерений

Тип установки АСМА_____ НГДУ_____
Завод-изготовитель_____ ЦДНГ № _____
Зав. №_____ Куст № _____
Год выпуска_____ Скважина №_____
Кпр = _____ Дата контроля_____
число, месяц, год
Ммин = _____ Ммакс =_____ Продолжительность
контроля _____час.

№ циклов изм.	Время измерений, (час, мин)	Давление, кгс/см^2, Рср		Температура, кгс/см^2, Тср		Время налива, мин, Тналi	Масса нетто, кг, Мнi	Дебит жидкости за время налива, т/сут, Qi	Дебит газа за время налива х 1000, нм3/сут, Qг.ну	Среднесуточный дебит		Обводненность, %, Wср
		ДРГ.М 160	ДРГ.М 400	ДРГ.М 160	ДРГ.М 400					жидк., т/сут, Q'ж	газа х1000, нм^3/сут, Qг	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Суммарная погрешность измерений дебита жидкости за время контроля _____%.
Суммарная погрешность измерений дебита газа за время контроля _____%.

Пробы жидкости отобраны – да (нет).
(нужное подчеркнуть)
Измерения провел оператор установки _____ _____
подпись И.О.Фамилия

Форма Б2

ПРОТОКОЛ №_____

определения дебита скважины транспортабельной установкой в режиме суточных измерений

Тип установки АСМА_____ НГДУ_____

Завод-изготовитель_____ ЦДНГ № _____

Зав. №_____ Куст № _____

Год выпуска_____ Скважина №_____

Кпр = _____ Дата контроля_____

число, месяц, год

Ммин = _____ Ммакс =_____ Продолжительность контроля _____час.

Время число, час, мин.	Давление, кгс/см^2, Рср	Температура, °С, Тср	Среднесуточный дебит					Обводненность, %, Wср	Газовый фактор* х 1000, нм^3/т, Qг.ф
			измеренный		расчетный				
			Жидкости, т/сут, Qж	Газа х1000, нм^3/сут, Qг	Жидкости, м^3/сут, Qж	Нефти, т/сут, Qн	Воды, т/сут, Qв		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Суммарная погрешность измерений дебита жидкости за время контроля _____%.

Суммарная погрешность измерений дебита газа за время контроля _____%.

Пробы жидкости отобраны – да (нет).

(нужное подчеркнуть)

Измерения провел оператор установки _____ _____

подпись И.О.Фамилия

_____

* Газовый фактор не включает в себя остаточное газосодержание, которое определяется по МИ2575.

Форма Б3

ПРОТОКОЛ №_____

определения дебита скважины стационарной установкой в режиме суточных измерений

Тип установки АСМА_____ НГДУ_____

Завод-изготовитель_____ ЦДНГ № _____

Зав. №_____ Куст № _____

Год выпуска_____ Скважина №_____

Кпр = _____ Дата контроля_____

число, месяц, год

Ммин = _____ Ммакс =_____ Продолжительность контроля _____час.

№ п/п суточных измерений за прошедший период	Время число, час, мин.	Давление, кгс/см^2, Рср	Температура, ^{o}C, Тср	Среднесуточный дебит					Обводненность, %, Wср	Газовый фактор* х 1000, нм^3/т, Qг.ф
				измеренный		расчетный				
				Жидкости, т/сут, Qж	Газа х1000, нм^3/сут, Qг	Жидкости, м^3/сут, Qж	Нефти, т/сут, Qн	Воды, т/сут, Qв		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Суммарная погрешность измерений дебита жидкости за время контроля _____%.

Суммарная погрешность измерений дебита газа за время контроля _____%.

Пробы жидкости отобраны – да (нет).

(нужное подчеркнуть)

Измерения произвел оператор установки _____ _____

подпись И.О.Фамилия

_____

* Газовый фактор не включает в себя остаточное газосодержание, которое определяют по МИ 2575.

Приложение В

Расчет суммарной погрешности измерений дебита жидкости нефтяных скважин за время контроля (пример)

Суммарную погрешность измерений дебита жидкости нефтяных скважин за время контроля определяют погрешностью измерений массы Мні и погрешностью измерений времени, Тналі, исходя из выражения

$$Q_i = \frac{M_{ні}}{T_{налі}} \times 1{,}44, \qquad (В.1)$$

где Q_i – дебит жидкости за время ее налива в измерительную емкость т/сут;

$M_{ні}$ – измеренная масса «нетто», кг;

$T_{налі}$ – время налива жидкости в цикле измерений, мин.

Погрешность измерений Тналі состоит из неисключенного остатка систематической погрешности рабочего эталона времени и из пренебрежимо малой величины случайной составляющей погрешности. Таким образом, суммарную погрешность измерений дебита жидкости за время контроля нефтяных скважин определяют по результатам многократных измерений Мні жидкости, поступающей из скважины в измерительную емкость установки.

Основные расчетные соотношения следующие – суммарную погрешность измерений дебита жидкости за время контроля вычисляют по формуле

$$S_{\Sigma кі} = \sqrt{S_{Мні}^2 + S_\Theta^2}, \qquad (В.2)$$

где $$S_\Theta = \sqrt{\frac{1}{3}\sum_{i=1}^{N}\Theta_i^2}, \qquad (В.3)$$

S_Θ - средняя квадратическая погрешность суммы неисключенных систематических погрешностей при равномерном распределении (принимаемых за случайные). Средняя квадратическая погрешность $S_{Мні}$ измерений дебита жидкости за время контроля или оценка рассеяния единичных результатов равноточных измерений $M_{ні}$ около значения $M_{ноj}$ вычисляют по формуле

$$S_{Мні} = \left(\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N}\left(M_{ні} - \overline{M}_{ноj}\right)^2}{n-1}} \right) \times \frac{100\%}{\overline{M}_{ноj}}, \qquad (В.4)$$

где $\overline{M}_{нoj}$ - уставка по массе порции для данной скважины и выбранная по табл. 8.1;

$$M_{нoj} = M_{макс} - M_{мин}\ ; \qquad (В.5)$$

где $M_{макс}$ – максимальная уставка по массе;

$M_{мин}$ – минимальная уставка по массе;

n – число циклов измерений.

Для исключения грубых промахов в данном ряду измерений находят минимальное $M_{нi_{min}}$ и максимальное $M_{нi_{max}}$ значения. Находят отношение

$$U_{max}=\frac{M_{нi_{max}}-\overline{M}_{нoi}}{S_{Mнi}} \text{ и } U_{min}=\frac{\overline{M}_{нoi}-M_{нi_{min}}}{S_{Mнi}} \qquad (В.6)$$

Результаты сравнивают с величиной h, взятой из таблицы В.1 для данного объема выборки n и принятой вероятности α.

Если $U_{max} \geq h$, $U_{min} \geq h$, то подозреваемый в анормальности результат наблюдений может быть исключен, в противном случае его не исключают.

В том случае, когда какой-либо результат был исключен, проводят пересчет значения $S_{Mнi}$ (формула В.4), которое принимают за окончательное.

Предельные значения h для исключения грубых промахов при α=0,05 (α – вероятность того, что исключенный результат является нормальным) с объемом выборки n приведены в таблице В.1.

Таблица В.1

n	3	4	5	6	7	8	9	10	11
h	1,15	1,46	1,67	1,82	1,94	2,03	2,11	2,18	2,23

n	12	13	14	15	16	17	18	19	20
h	2,29	2,33	2,37	2,41	2,44	2,48	2,50	2,53	2,56

Исходные данные для расчета:

1. Протокол № 2 определения параметров по циклам измерений.
2. Неисключенные остатки систематических погрешностей:

Θ_1 – рабочего эталона (гирь): 0,01%;

Θ_2 – компаратора (приспособления для нагружения измерительной емкости): 0,1%;

Θ_3 – датчика силы в комплекте с электронным преобразователем: 0,2%;

Θ_4 – станции управления в комплекте с аналогово-цифровым преобразователем, блоком процессора, портативным компьютером и принтером: 0,1%;

(Θ_1, Θ_2, Θ_3, Θ_4 – неисключенные систематические погрешности измерительного канала массы);

Θ_5 – показаний установки, возникающей в связи с дискретностью воспроизведения $M_{нi}$: 0,1%;

Θ_6 – округления результата измерений до второй значащей цифры после запятой: 0,054%;

Θ_7 – времени измерений: 0,001%.

Приложение В
(продолжение)

ПРОТОКОЛ № 2

определения параметров по циклам измерений

Тип установки АСМА-Т-03-400-300 НГДУ СНГ
Завод-изготовитель СОЗАиТ ЦДНГ № 3
Зав. № 20 Куст № 234
Год выпуска – 2000 Скважина № 567
Кпр = 92,0 Дата контроля_____
число, месяц, год

Ммин = 1100 кг. Ммакс = 1200 кг. Продолжительность контроля 1,0 час.

№ цик-лов изм.	Время изме-рений, (час, мин)	Давление, кгс/см^2, Р ср		Температура, кгс/см^2, Тср		Время нали-ва, мин, Тналі	Масса нетто, кг, Мні	Дебит жид-кости за время налива, т/сут, Qi	Дебит газа за время налива х 1000. нм^3/сут, Qг.ну	Среднесуточный дебит		Обво-дненность, %, Wcp
		ДРГ.М 160	ДРГ.М 400	ДРГ.М 160	ДРГ.М 400					жидк. т/сут, Q'ж	газа х1000, нм^3/сут, Qг	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	23:20	5,0		13,2		1,20	100,1	120,1	0,89	120,1	0,89	76,2
2	23:22	5,0		15,1		1,45	99,5	98,6	0,75	109,3	0,82	75,9
3	23:25	5,0		16,6		1,48	100,7	98,2	0,77	105,6	0,80	76,0
4	23:27	5,0		17,8		1,43	99,8	100,1	0,82	104,2	0,80	75,8
5	23:30	5,0		18,6		1,45	100,7	99,9	0,69	103,3	0,78	75,8
6	23:32	5,0		19,4		1,44	101,3	101,0	0,72	102,9	0,77	75,8
7	23:34	5,1		20,0		1,41	101,3	103,6	0,85	103,0	0,78	75,8
8	23:37	5,1		20,4		1,44	98,9	98,6	0,73	102,5	0,78	76,7
9	23:39	5,1		20,8		1,44	100,7	100,9	0,73	102,3	0,77	76,6
10	23:42	5,1		21,1		1,38	100,4	104,8	0,79	102,5	0,77	76,3
11	23:44	5,1		21,5		1,41	101,0	103,0	0,74	102,6	0,77	75,9
12	23:46	5,1		21,9		1,41	100,7	103,0	0,82	102,6	0,77	75,9
13	23:49	5,1		22,2		1,41	100,1	102,1	0,81	102,6	0,78	75,9
14	23:51	5,2		22,5		1,42	101,0	102,6	0,80	102,6	0,78	75,9
15	23:54	5,2		22,7		1,40	100,7	103,9	0,81	102,6	0,78	75,9
16	23:56	5,2		22,9		1,41	100,4	102,8	0,78	102,7	0,78	75,8
17	23:58	5,2		23,3		1,42	100,4	101,7	0,74	102,6	0,78	75,8
18	00:01	5,2		23,5		1,42	100,1	101,8	0,76	102,5	0,78	76,0
19	00:03	5,2		23,7		1,39	99,5	102,9	0,90	102,6	0,78	75,8
20	00:05	5,2		23,9		1,42	99,8	101,5	0,80	102,5	0,78	76,0
21	00:08	5,2		24,0		1,44	100,1	100,4	0,79	102,4	0,79	76,0
22	00:10	5,2		24,1		1,42	99,5	100,8	0,77	102,3	0,78	76,1
23	00:13	5,2		24,2		1,41	100,7	102,5	0,80	102,3	0,79	76,0
24	00:15	5,2		24,3		1,41	99,8	101,6	0,80	102,3	0,79	75,9
25	00:18	5,2		24,3		1,42	100,4	101,7	0,74	102,3	0,79	75,8
26	00:20	5,2		24,3		1,41	100,1	102,1	0,81	102,3	0,79	75,9

Суммарная погрешность измерений дебита жидкости за время контроля 0,69 %.
Суммарная погрешность измерений дебита газа за время контроля _____%.
Пробы жидкости отобраны – да.
Измерения провел оператор установки _____ _____
подпись И.О.Фамилия

Средняя квадратическая погрешность суммы неисключенных остатков систематических погрешностей при равномерном распределении (принимаемых за случайные):

$$S_\Theta=\sqrt{\frac{1}{3}\sum_{i=1}^{N}\Theta_i^2}=\sqrt{\frac{1}{3}(0{,}0001+0{,}01+0{,}04+0{,}01+0{,}01+0{,}002916+0{,}000001)}=0{,}156\%.$$

Среднюю квадратическую погрешность или оценку рассеяния единичных результатов равноточных измерений $M_{ні}$ около $M_{нoj} = 1200 - 1100 = 100$ кг вычисляют по формуле

$$S_{Mні}=\left(\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N}(M_{ні}-\bar{M}_{нoj})^2}{n-1}}\right)\times\frac{100\%}{\bar{M}_{нoj}}=\left(\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N}(M_{ні}-100)^2}{26-1}}\right)\times\frac{100\%}{100}=$$

$$=\sqrt{\frac{11{,}09}{26-1}}=0{,}67\%.$$

В данном ряду измерений находим наибольшее и наименьшее значение: $M_{ні_{min}}$=98,9 и $M_{ні_{max}}$=101,3. Для них находим отношения

$U_{max}=\frac{101{,}3-100}{0{,}67}=1{,}94<2{,}56$, $U_{min}=\frac{100-98{,}9}{0{,}67}=1{,}64<2{,}56$. В данном случае условия

$U_{max}=\frac{M_{ні_{max}}-\bar{M}_{нoi}}{S_{Mні}}\geq h$ и $U_{min}=\frac{\bar{M}_{нoi}-M_{ні_{min}}}{S_{Mні}}\geq h$ не выполнены и подозреваемые в аномальности результаты не исключают.

Суммарная погрешность измерений дебита жидкости за время контроля:

$$S_{\Sigma ні}=\sqrt{S_{Mні}^2+S_\Theta^2}=\sqrt{0{,}67^2+0{,}156^2}=0{,}69\%.$$

$0{,}69<2{,}5\%$.

gost.e-ecolog.ru