

Оценка погрешности определения доли воды и массы обезвоженной нефти в продукции скважины

Чудин В. И., Жилияев О.В.

Для решения проблемы определения долей нефти и воды в продукции скважины нефтедобывающим предприятиям предлагаются различные измерительные комплексы, с помощью которых, если верить рекламе, возможно определение обводнённости.

При этом некоторые изготовители таких измерительных комплексов вообще не нормируют погрешность определения доли воды, а другие изготовители указывают пределы относительной погрешности, как правило, одним значением на весь диапазон.

В предлагаемых комплексах определение доли воды в продукции скважины достигается двумя способами.

Первый способ – измерение плотности смеси жидкостей (воды и нефти), предварительно отделённой от газа, гидростатическим методом. Затем по заранее известным величинам плотностей нефти и воды вычисляют долю воды и нефти в смеси жидкостей. В дальнейшем будем его называть гидростатическим методом.

Второй способ – измерение плотности смеси через отношение измеренной массы и объема. Затем, также как и в первом способе, вычисляют долю воды и нефти в смеси. В дальнейшем будем его называть массово-объёмным методом.

В этой работе сделана попытка определения величины относительной погрешности для гидростатического и массово-объёмного методов.

Для обоих методов вычисление объёмной доли воды в смеси жидкостей производится по формуле:

$$W = \frac{\rho_{см} - \rho_n}{\rho_v - \rho_n}, \quad (1)$$

где $\rho_{см}$, ρ_n , ρ_v – плотности, соответственно, смеси жидкостей, нефти и воды, кг/м³.

Для определения плотности жидкостей по первому методу вначале измеряют перепад давления столба смеси жидкостей, а затем вычисляют плотность смеси по формуле:

$$\rho_{см} = \frac{\Delta p}{gh}, \quad (2)$$

где Δp – перепад давления столба смеси жидкостей, Н/м²;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

h – высота столба смеси жидкостей, м.

Плотность смеси жидкостей по второму методу определяют через отношение измеренных массы и объема смеси по формуле:

$$\rho_{см} = \frac{M}{V}, \quad (3)$$

где M – измеренная масса смеси жидкостей за время t , кг;
 V – измеренный объем смеси жидкостей за время t , м³.

Найдем значение абсолютных погрешностей определения плотности смеси, состоящей из нефти и воды, для обоих методов в соответствии с рекомендациями МИ 2083¹.

Для гидростатического метода уравнение абсолютной погрешности определения плотности смеси будет иметь вид

$$\begin{aligned} d\rho_{см} &= \frac{\partial\rho_{см}}{\partial\Delta p} d\Delta p + \frac{\partial\rho_{см}}{\partial g} dg + \frac{\partial\rho_{см}}{\partial h} dh \\ \frac{\partial\rho_{см}}{\partial\Delta p} &= \frac{1}{gh} \\ \frac{\partial\rho_{см}}{\partial g} &= -\frac{\Delta p}{h} \frac{1}{g^2} \\ d\rho_{см} &= \frac{1}{gh} d\Delta p - \frac{\Delta p}{g^2 h} dg - \frac{\Delta p}{gh^2} dh \end{aligned}$$

Отсюда

$$\begin{aligned} \Delta^{\Delta p}(\rho_{см}) &= 1,1 \sqrt{\left(\frac{\Delta(\Delta p)}{gh}\right)^2 + \left(\frac{\Delta p}{gh}\right)^2 \left(\frac{\Delta g}{g}\right)^2 + \left(\frac{\Delta p}{gh}\right)^2 \left(\frac{\Delta h}{h}\right)^2} \\ \Delta^{\Delta p}(\rho_{см}) &= 1,1 \cdot \rho_{см} \cdot \sqrt{\left(\frac{\Delta(\Delta p)}{\Delta p}\right)^2 + \left(\frac{\Delta g}{g}\right)^2 + \left(\frac{\Delta h}{h}\right)^2} \end{aligned} \quad (4)$$

Предельную относительную погрешность определения плотности жидкости гидростатическим методом $\delta^{\Delta p}(\rho_{см})$ получим разделив (4) на $\rho_{см}$.

$$\delta^{\Delta p}(\rho_{см}) = 1,1 \sqrt{\delta^2(\Delta p) + \delta^2(g) + \delta^2(h)}, \quad (5)$$

где $\delta(\Delta p)$, $\delta(g)$ и $\delta(h)$ - модули пределов относительных погрешностей, соответственно, измерения перепада давления, задания константы ускорения свободного падения и значения высоты столба жидкости.

¹ МИ 2083-90 «ГСИ. Измерения косвенные. Определения результатов измерений и оценивание их погрешностей».

Для массово-объёмного метода уравнение абсолютной погрешности определения плотности смеси будет иметь вид

$$d\rho_{см} = \frac{\partial\rho_{см}}{\partial M} dM + \frac{\partial\rho_{см}}{\partial V} dV$$

$$\frac{\partial\rho_{см}}{\partial M} = \frac{1}{V}$$

$$\frac{\partial\rho_{см}}{\partial V} = -\frac{M}{V^2}$$

$$d\rho_{см} = \frac{1}{V} dM - \frac{M}{V^2} dV = \frac{M}{V} \frac{dM}{M} - \frac{M}{V} \frac{dV}{V} = \rho_{см} \left(\frac{dM}{M} - \frac{dV}{V} \right)$$

Отсюда

$$\Delta^M(\rho_{см}) = 1,1 \cdot \rho_{см} \cdot \sqrt{\left(\frac{\Delta(M)}{M}\right)^2 + \left(\frac{\Delta(V)}{V}\right)^2} \quad (6)$$

Предельную относительную погрешность определения плотности жидкости $\delta^M(\rho_{см})$ через отношения массы к объёму жидкости получим разделив (6) на $\rho_{см}$.

$$\delta^M(\rho_{см}) = 1,1 \sqrt{\delta^2(M) + \delta^2(V)} \quad (7)$$

В большинстве случаев определение плотности жидкостей описанными методами производится в условиях, когда в жидкости из-за несовершенства и невозможности сепарации всего газа остаётся его часть. Поэтому плотность смеси определяется с определенной долей ошибки.

Дополнительная абсолютная погрешность определения плотности смеси жидкостей из-за неучтённой объёмной доли газа имеет вид:

$$\Delta^{дон}(\rho_{см}) = \rho_{гжс} - \overline{\rho_{см}} = \rho_г \cdot \alpha + \rho_{см} (1 - \alpha) - \overline{\rho_{см}} \quad (8)$$

Суммарную абсолютную погрешность определения плотности смеси жидкостей с учетом влияния остаточной доли газа можно найти из уравнений:

для гидростатического метода

$$\sum \Delta^{Ap}(\rho_{см}) = \Delta^{Ap}(\rho_{см}) + \Delta^{дон}(\rho_{см}); \quad (9)$$

для массово-объёмного метода

$$\sum \Delta^M(\rho_{см}) = \Delta^M(\rho_{см}) + \Delta^{дон}(\rho_{см}). \quad (10)$$

Абсолютная погрешность вычисления доли воды в смеси жидкостей в соответствии с рекомендациями МИ 2083 и работой ГУП ВНИИР² имеет вид:

$$\begin{aligned} \frac{\partial W}{\partial \rho_{см}} &= \frac{1}{\rho_в - \rho_н} \\ \frac{\partial W}{\partial \rho_н} &= \frac{-(\rho_в - \rho_н) + (\rho_{см} - \rho_н)}{(\rho_в - \rho_н)^2} = \frac{\rho_{см} - \rho_в}{(\rho_в - \rho_н)^2} \\ \frac{\partial W}{\partial \rho_в} &= -\frac{\rho_{см} - \rho_н}{(\rho_в - \rho_н)^2} \\ \Delta W &= \frac{\partial W}{\partial \rho_{см}} \Delta \rho_{см} + \frac{\partial W}{\partial \rho_н} \Delta \rho_н + \frac{\partial W}{\partial \rho_в} \Delta \rho_в = \\ &= \frac{1}{\rho_в - \rho_н} \Delta \rho_{см} + \frac{\rho_{см} - \rho_в}{(\rho_в - \rho_н)^2} \Delta \rho_н + \left[-\frac{\rho_{см} - \rho_н}{(\rho_в - \rho_н)^2} \right] \Delta \rho_в \end{aligned}$$

Отсюда

$$\Delta(W) = 1,1 \sqrt{\left(\frac{1}{\rho_в - \rho_н} \right)^2 \cdot \sum \Delta^2(\rho_{см}) + \left[\frac{\rho_{см} - \rho_в}{(\rho_в - \rho_н)^2} \right]^2 \cdot \Delta^2(\rho_н) + \left[\frac{\rho_{см} - \rho_н}{(\rho_в - \rho_н)^2} \right]^2 \cdot \Delta^2(\rho_в)} \quad (11)$$

На рис. 1, в качестве примера, показаны графики зависимостей абсолютной и относительной погрешности определения объёмной доли воды для набора соотношений плотностей воды и нефти в соответствии с исходными данными, представленными в таблице 1.

На рис. 2 показаны графики зависимостей абсолютной погрешности определения объёмной доли воды для гидростатического и массово-объёмных методов с учетом содержания в жидкости газа до 1 %. Графики на рис. 2 построены на основании исходных данных, представленных в таблицах 2 и 3.

Таблица 1

Объёмная доля воды, %	$\bar{\rho}_в, \text{ кг/м}^3$	$\bar{\rho}_н, \text{ кг/м}^3$	$\Delta(\rho_в), \text{ кг/м}^3$	$\Delta(\rho_н), \text{ кг/м}^3$	$\Delta(\rho_{см}), \text{ кг/м}^3$
10	1000	800; 900; 950	4	4	1
20	1000	800; 900; 950	4	4	1
30	1000	800; 900; 950	4	4	1
40	1000	800; 900; 950	4	4	1
50	1000	800; 900; 950	4	4	1
60	1000	800; 900; 950	4	4	1
70	1000	800; 900; 950	4	4	1

² Метрологические характеристики метода измерения объёмной доли воды в нефти по ее плотности. Немиров М.С., Силкина Т.Г., Газизов Р.Р.. ГУП ВНИИР, г. Казань, 01 ноября 2005 года.

80	1000	800; 900; 950	4	4	1
90	1000	800; 900; 950	4	4	1
100	1000	800; 900; 950	4	4	1

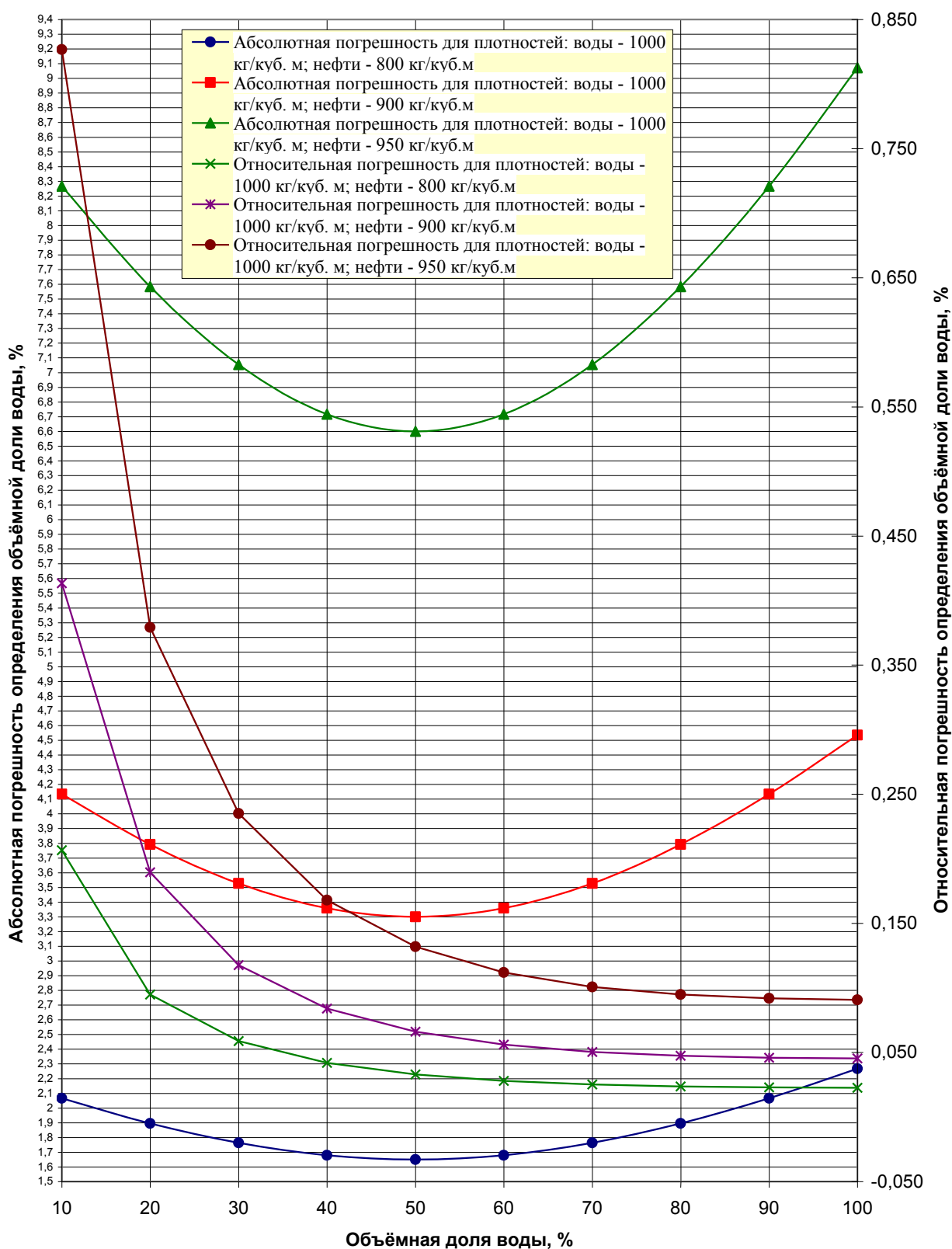


Рис. 1

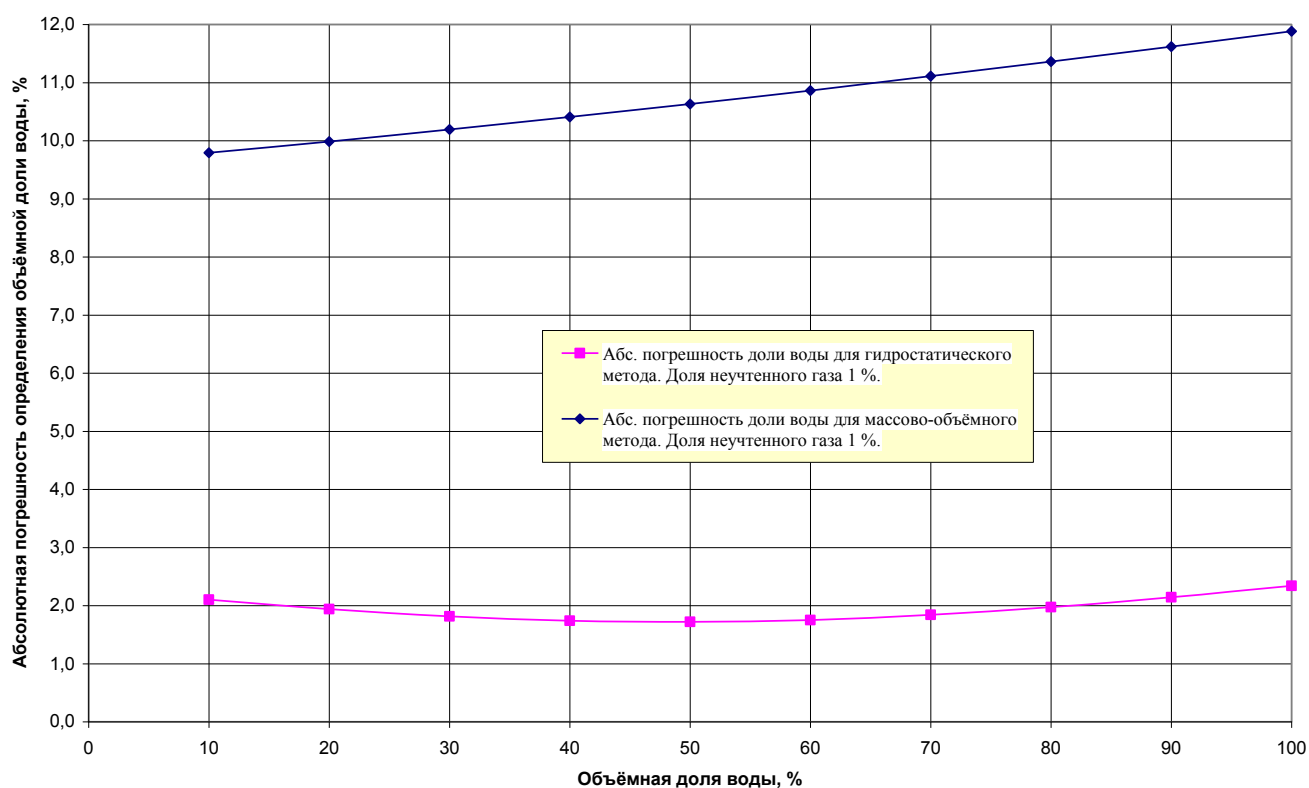


Рис. 2

Исходные данные для гидростатического метода

Таблица 2

Наименование параметра	Параметр
1. Плотность воды, кг/м ³	850
2. Плотность нефти, кг/м ³	1050
3. Высота столба жидкости, м	1,0
4. Абсолютная погрешность высоты столба жидкости Δh , м	0,01
5. Относительная погрешность измерения перепада давления $\delta_{\Delta p}$, %	$\pm 0,25$
6. Абсолютная погрешность константы ускорения свободного падения Δg , м/с ²	0,001
7. $\Delta(\rho_v)$, кг/м ³	4,0
8. $\Delta(\rho_n)$, кг/м ³	4,0
9. Остаточное содержание объёмной доли газа в жидкости не более, 1 %	1,0

Исходные данные для массово-объёмного метода

Таблица 3

Наименование параметра	Параметр
1. Плотность воды, кг/м ³	850
2. Плотность нефти, кг/м ³	1050
3. Относительная погрешность измерения объёма жидкости δ_{DV} , %	$\pm 2,0$
4. Относительная погрешность измерения массы жидкости δ_{DM} , %	$\pm 2,0$
5. $\Delta(\rho_v)$, кг/м ³	4,0
6. $\Delta(\rho_n)$, кг/м ³	4,0
7. Остаточное содержание объёмной доли газа в жидкости не более, 1 %	1,0

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.615-2005 необходимо определение массы обезвоженной нефти в пределах допустимой погрешности в зависимости от содержания объёмной доли воды в составе жидкости. Произведем оценку возможной точности³ описываемого метода.

Масса обезвоженной нефти определяется из следующего уравнения:

$$Q_n^m = Q_{ж}^m(1 - W), \quad (12)$$

где Q_n^m , $Q_{ж}^m$ - соответственно, расход нефти и жидкости, т/сут.

Абсолютная погрешность вычисления массового расхода (дебита) нефти в смеси жидкостей имеет вид:

$$dQ_n^m = \frac{\partial Q_n^m}{\partial Q_{ж}^m} dQ_{ж}^m + \frac{\partial Q_n^m}{\partial W} dW.$$

$$\frac{\partial Q_n^m}{\partial Q_{ж}^m} = 1 - W;$$

$$\frac{\partial Q_n^m}{\partial W} = -Q_{ж}^m.$$

$$dQ_n^m = (1 - W)dQ_{ж}^m - Q_{ж}^m dW.$$

Отсюда

$$\Delta(Q_n^m) = 1,1 \sqrt{[(1 - \bar{W})\Delta(Q_{ж}^m)]^2 + [\bar{Q}_{ж}^m \Delta(W)]^2} \quad (13)$$

³ При изложении материала в целях экономного употребления слов иногда будет применяться термин "точность".

В свою очередь относительная погрешность вычисления расхода нефти в единицах массы будет иметь вид:

$$\delta(Q_n^m) = \frac{\Delta(Q_n^m)}{\bar{Q}_n^m} = \frac{1,1 \sqrt{[(1 - \bar{W}) \Delta(Q_{жс}^m)]^2 + [\bar{Q}_{жс}^m \Delta(W)]^2}}{\bar{Q}_n^m (1 - \bar{W})} = 1,1 \sqrt{\delta^2(Q_{жс}^m) + \left(\frac{\Delta W}{1 - \bar{W}}\right)^2} \quad (14)$$

Выведем уравнение определения относительной погрешности расхода воды в составе потока жидкости:

$$Q_г^m = W \cdot Q_{жс}^m. \quad (15)$$

$$\frac{\partial Q_г^m}{\partial W} = Q_{жс}^m; \quad \frac{\partial Q_г^m}{\partial Q_{жс}^m} = W.$$

$$\Delta(Q_г^m) = \bar{Q}_{жс}^m \cdot \Delta(W) + \bar{W} \cdot \Delta(Q_{жс}^m);$$

$$\delta(Q_г^m) = \frac{dQ_г^m}{\bar{Q}_г^m} = \frac{\Delta(W)}{\bar{W}} + \frac{\Delta(Q_{жс}^m)}{Q_{жс}^m} = \delta(W) + \delta(Q_{жс}^m)$$

$$\delta(Q_г^m) = 1,1 \cdot \sqrt{\delta^2(W) + \delta^2(Q_{жс}^m)}. \quad (16)$$

Так как

$$Q_n^m = Q_{жс}^m - Q_г^m, \quad (17)$$

то уравнение относительной погрешности расхода нефти при вычислении по формуле (17) будет иметь вид:

$$dQ_n^m = dQ_{жс}^m + dQ_г^m;$$

$$\Delta(Q_n^m) = 1,1 \cdot \sqrt{\Delta^2(Q_{жс}^m) + \Delta^2(Q_г^m)} = 1,1 \cdot \sqrt{[\delta^2(Q_{жс}^m) \cdot \bar{Q}_{жс}^m]^2 + 1,1^2 \cdot \bar{Q}_г^{m^2} \cdot (\delta^2(W) + \delta^2(Q_{жс}^m))} =$$

$$= 1,1 \cdot \sqrt{\delta^2(Q_{жс}^m) \cdot (\bar{Q}_{жс}^{m^2} + 1,21 \cdot \bar{Q}_г^{m^2}) + 1,21 \cdot \bar{Q}_г^{m^2} \cdot \delta^2(W)}.$$

Отсюда

$$\delta Q_n^m = \frac{\Delta(Q_n^m)}{Q_{жс}^m - Q_г^m} = \frac{1,1}{Q_{жс}^m - Q_г^m} \cdot \sqrt{\delta^2(Q_{жс}^m) \cdot (\bar{Q}_{жс}^{m^2} + 1,21 \cdot \bar{Q}_г^{m^2}) + 1,21 \cdot \bar{Q}_г^{m^2} \cdot \delta^2(W)}. \quad (18)$$

На рис. 3 приведены зависимости изменения относительной погрешности определения массы обезвоженной нефти.

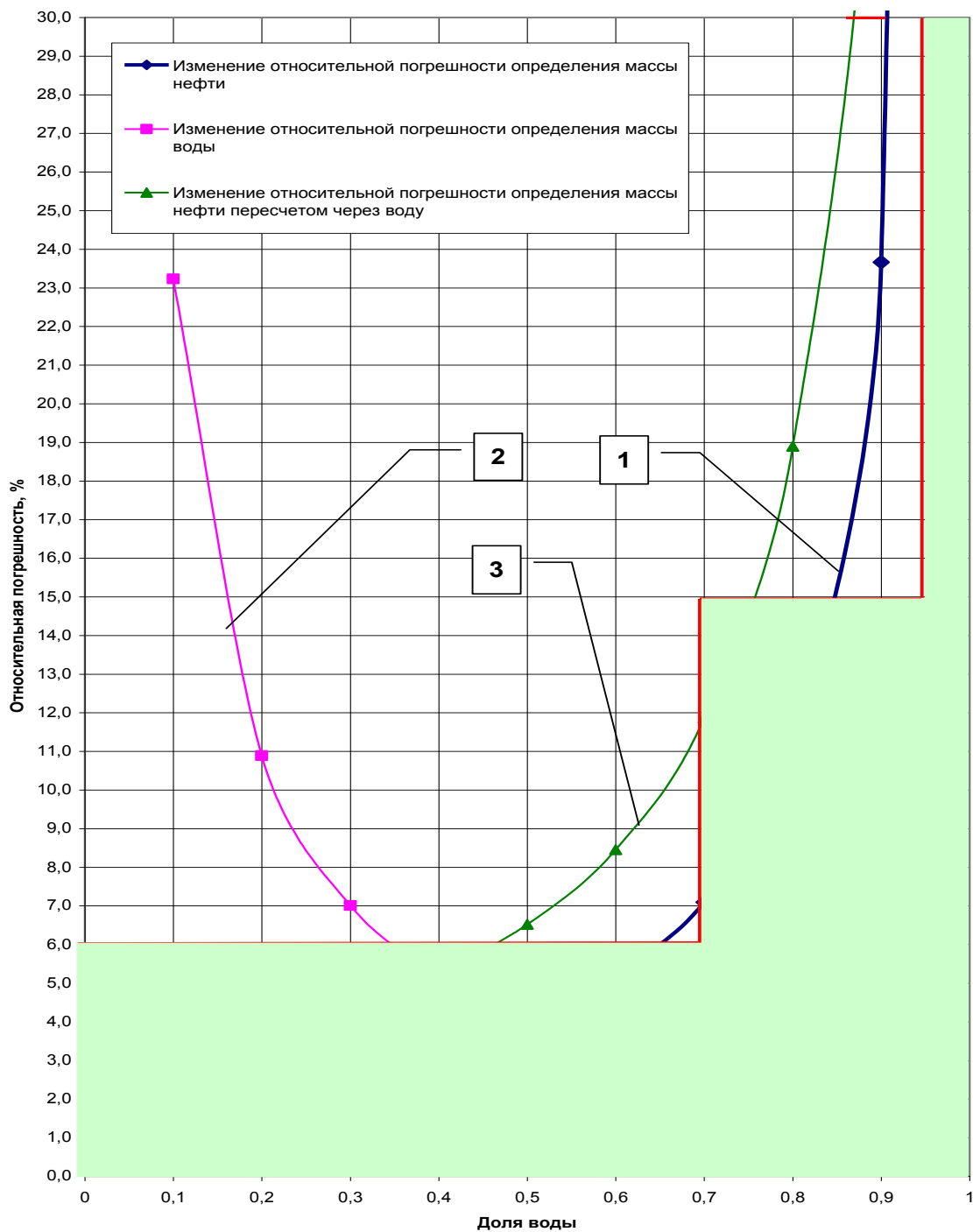


Рис. 3 – Изменение относительной погрешности определения массы нефти и воды в составе потока жидкости.

1- кривая изменения относительной погрешности определения массы нефти в составе жидкости по формуле (14); 2- кривая изменения относительной погрешности определения массы нефти в составе жидкости по формуле (16); 3- кривая изменения относительной погрешности определения массы нефти в составе жидкости по формуле (17) и (18).

В таблице 4⁴ для сравнения приведены сопоставимые метрологические параметры влагомеров и предельной абсолютной погрешности метода определения влагосодержания по плотности.

⁴ Метрологические характеристики метода измерения объемной доли воды в нефти по ее плотности. Немиров М.С., Силкина Т.Г., Газизов Р.Р.. ГУП ВНИИР, г. Казань, 01 ноября 2005 года.

Таблица 4

Диапазон измерения объемной доли воды, %	Тип влагомера	Абсолютная погрешность влагомера, %	Абсолютная погрешность измерения влагосодержания по плотности, %
от 0 до 30	(УДВН -1пм4)	0,6	2,1
от 30 до 70	(Phase Dynamics F)	0,75	1,9
от 70 до 100	(ПИП-ВСН) (Phase Dynamics F)	1,5	2,4

Мы рассматривали возможность применения методов определения доли воды в составе продукции скважины при технологическом учете неподготовленной продукции, а именно, непосредственно на устье скважины или на некотором удалении от устья. Однако из опыта эксплуатации влагомеров типа ВСН (изготовитель г. Саратов) и ПИП ВСН было установлено, что они не способны производить измерение неподготовленной продукции с остаточным содержанием газа.

Выводы:

1. Наибольший интерес представляет применение гидростатического метода. Применение массово-объемного метода потребует использования в составе измерительного комплекса расходомера массы и расходомера объема с величиной относительной погрешности не более $\pm 0,5$ %.

2. Остаточный газ в смеси жидкостей вносит существенную дополнительную погрешность. При остаточной объемной доле газа не более 1 %, его можно пренебречь. При большей величине остаточной объемной доли газа необходимо вносить поправку в расчет определения объемной доли воды.

3. Чем больше разница $\rho_v - \rho_n$, тем ниже значение абсолютной погрешности определения объемной доли воды в составе продукции скважины.

4. Применение описанных методов позволит с достаточной точностью при технологическом учете производить определение объемной доли воды в диапазоне обводнённости продукции скважины от 0 до 100 %.

5. Применение описанных методов позволит определять массу нефти согласно требований ГОСТ Р 8.615-2005 в диапазоне обводнённости продукции скважины до 85 %. В остальной части диапазона обводнённости продукции от 85 до 98 % рекомендуется определение массы воды.