

Пластовую воду от сырой нефти отделить нельзя оставить

(Фаткуллин А.А., Насибуллин А.Р., Пестрецов Н.В.)

Где же запятую ставить в этом заголовке? Многие владельцы измерительных установок дебитов скважин (ИУ) и систем измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) ставят запятую после слова «нельзя» и измеряют массу обезвоженной нефти путем измерений массы жидкости и содержания воды в ней. При большом содержании воды в сырой нефти получается значительная погрешность, о величине которой будет сказано в этой статье. Обычно воду сбрасывают с помощью установок предварительного сброса воды (УПСВ). Но строить УПСВ перед каждым кустом скважин и даже перед каждой СИКНС накладно. С другой стороны, транспортировать от куста скважин отдельно нефть и отдельно воду тоже накладно. Возникает физический парадокс [1]: пластовую воду от сырой нефти надо отделить, так как измерение массы нетто сырой нефти с большой обводненностью невозможно из-за большой погрешности, и пластовую воду от сырой нефти нельзя отделить, так как транспортировать отдельно нефть и воду нельзя. Как же разрешить этот парадокс?

ГОСТ Р 8.615 [2] нормирует погрешность измерений массы нетто сырой нефти для СИКНС с обводненностью до 85 % об., а для ИУ до 95 % об.! При большом содержании воды рекомендуется устанавливать предел допускаемой погрешности определения массы нетто сырой нефти согласно конкретным МВИ [1]. На самом деле эти погрешности доходят до 30 % и более. От миллиона тонн добытой сырой нефти с обводненностью до 85 % мы должны получить 15000 тонн нефти, а с такой погрешностью мы получим 13000 тонн нефти. Куда делись 2000 тонн нефти?

Но владельцы СИКНС и ИУ пошли еще дальше. Теперь есть СИКНС и ИУ, измеряющие массу нетто сырой нефти с обводненностью до 99 %. При этом они ссылаются на отечественные и зарубежные влагомеры с пределами измерений обводненности нефти до 100 % и пределами основной абсолютной погрешности измерений объемного содержания воды до 1,5 %. Но это ведь

только основная погрешность. А к дополнительным погрешностям (рабочим) относятся погрешности от влияния: сорта нефти, температуры рабочей среды, температуры окружающей среды, солености сырой нефти, плотности поверочной жидкости. И тогда эта погрешность возрастает в 5-7 раз. Кроме того, наличие свободного газа в нефти сильно искажает показания поточных влагомеров, поэтому в основном эти влагомеры служат только для контроля изменения содержания воды в сырой нефти. А для вычисления массы нетто сырой нефти используются результаты определения содержания воды, мех. примесей и хлористых солей в лаборатории по стандартизованным методикам.

Правильность измерений содержания воды в сырой нефти имеет большое значение для определения массы нетто сырой нефти. С какой же точностью при этом вычисляется масса нетто сырой нефти?

Погрешность определения массы нетто сырой нефти вычисляется по формуле

$$\delta M_{нет} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_{бр}^2 + \left(\frac{\Delta W_B}{1 - \frac{W_B}{100}} \right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{XC}}{1 - \frac{W_{XC}}{100}} \right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{МП}}{1 - \frac{W_{МП}}{100}} \right)^2}, \quad (1)$$

где $\delta M_{нет}$ - относительная погрешность определения массы нетто сырой нефти, %;

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

ΔW_B - абсолютная погрешность определения массовой доли воды в сырой нефти, %;

ΔW_{XC} - абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей в сырой нефти, %;

$\Delta W_{МП}$ - абсолютная погрешность определения массовой доли мех. примесей в сырой нефти, %;

W_B - массовая доля воды в сырой нефти, %;

W_{XC} - массовая доля хлористых солей в сырой нефти, %;

$W_{МП}$ - массовая доля мех. примесей в сырой нефти, %.

При вычислении погрешности определения массы нетто сырой нефти мы сталкиваемся с дробью. В числителе этой дроби стоит абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, а в знаменателе – очень малая величина. Например, для обводненности 90 % этот знаменатель равен 0,1, а для обводненности 98 % он равен 0,02. При этом по формуле, приведенной ниже, относительная погрешность определения массы нетто возрастает до 100 % и более.

Наибольший вклад в погрешность определения массы нетто сырой нефти вносит вторая составляющая в формуле (1), то есть составляющая по определению массовой доли воды в сырой нефти, вычисляемая по формуле

$$\delta M'_{\text{нет}} = \frac{\Delta W_B}{1 - \frac{W_B}{100}}, \quad (2)$$

где $\delta M'_{\text{нет}}$ - относительная погрешность определения массы обезвоженной сырой нефти с вычетом из массы брутто сырой нефти только массы пластовой воды, %.

Из формулы (2) видно, что при обводненности сырой нефти близкой к 100 %, погрешность определения массы обезвоженной сырой нефти возрастает до бесконечности и теряется весь смысл измерений.

Обычно для расчета массовой доли воды при определении массы нетто сырой нефти используют лабораторный метод определения содержания воды по ГОСТ 2477 [3] с использованием формулы

$$W_B = \frac{V \cdot \rho_B \cdot 100}{m}, \quad (3)$$

где V - объем воды в ловушке, см³;

ρ_B - плотность воды, содержащейся в сырой нефти, г/см³;

m - масса пробы сырой нефти, взятой на анализ, г.

Согласно [3] масса пробы нефти или нефтепродукта должна быть 100, 50 и 25 г в зависимости от содержания воды в ней, чтобы объем уловленной воды в ловушке не превышал 90 % вместимости ловушки. В зависимости от предполагаемого содержания воды в пробе сырой нефти используются ловушки вместимостью 10 и 25 см³. В этом же стандарте приводятся величины сходимости

и воспроизводимости метода, равные, соответственно, 2 % и 5 % от величины объема при объеме воды в ловушке более 1 см³.

Абсолютную погрешность определения содержания воды в сырой нефти можно вычислить по формуле

$$\Delta W_B = W_B \cdot \sqrt{\left(\frac{\Delta V}{V}\right)^2 + \left(\frac{\Delta \rho_B}{\rho_B}\right)^2 + \left(\frac{\Delta m}{m}\right)^2}, \quad (4)$$

где ΔV - абсолютная погрешность определения объема воды в ловушке, см³;

$\Delta \rho_B$ - абсолютная погрешность измерения плотности пластовой воды, содержащейся в сырой нефти, г/см³;

Δm - абсолютная погрешность взвешивания массы пробы сырой нефти, г.

Абсолютная погрешность определения объема воды в ловушке зависит не только от цены деления ловушки, но и от многих других факторов. Поэтому в [4] приведена сходимость и воспроизводимость метода. В соответствии с ГОСТ Р ИСО 5725 [4] абсолютную погрешность определения объема воды в ловушке при известных значениях сходимости и воспроизводимости можно определить по формуле

$$\Delta V = \frac{V}{100} \cdot \sqrt{\frac{R^2 - 0,5 \cdot r^2}{2}}, \quad (5)$$

где R, r - воспроизводимость и сходимость метода определения содержания воды, %.

Отсюда первая дробь в скобках в формуле (4) равна 0,034.

Вторая дробь в скобках равна 0,005, если считать, что плотность воды равна 1010 кг/м³, а погрешность ее определения равна 5 кг/м³.

Третья дробь в скобках будет незначительно меняться в зависимости от содержания воды в нефти, а следовательно, и массы пробы сырой нефти, взятой для анализа. Тогда третья дробь в формуле (4) при погрешности взвешивания пробы сырой нефти не более 0,1 г не превысит 0,004.

Влияние относительных погрешностей определения содержания мех. примесей и хлористых солей незначительно и на порядки меньше влияния погрешности определения содержания воды в сырой нефти. При этом для расчета

погрешности определения массы нетто сырой нефти выбраны следующие параметры сырой нефти:

- плотность пластовой воды равна 1010 кг/м^3 (при стандартных условиях) и 1003 кг/м^3 (при рабочих условиях: $t = 40 \text{ }^\circ\text{C}$ и $P = 3 \text{ МПа}$);

- плотность обезвоженной, дегазированной нефти равна 813 кг/м^3 (при стандартных условиях) и 800 кг/м^3 (при рабочих условиях).

На рис. 1 приведены графики изменения относительных погрешностей измерения массы обезвоженной сырой нефти с увеличением содержания воды в сырой нефти для СИКНС с учетом определения содержания воды в сырой нефти: в лаборатории по ГОСТ 2477 (сплошная кривая); влагомером ВСН 2-50 (штрих-пунктирной линией показана только основная погрешность); влагомером ВСН 2-50 (штриховой линией с учетом почти всех влияющих величин); по ГОСТ Р 8.615 (ступенчатой линией показаны заданные пределы относительной погрешности).

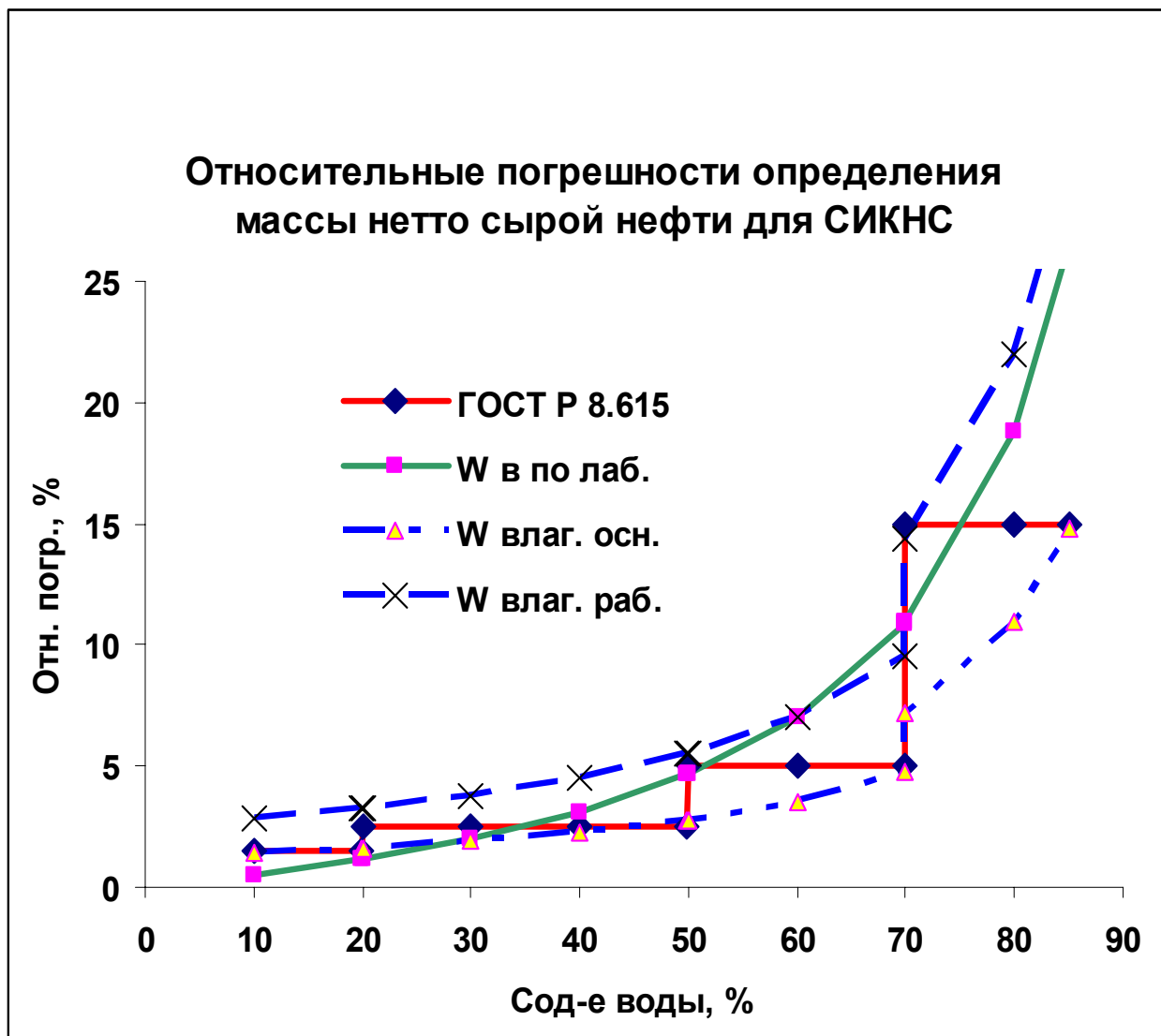


Рисунок 1

Из рис. 1 видно, что при объемном содержании воды свыше 70 % ни лабораторный метод определения содержания воды в сырой нефти, ни поточный метод при рабочих условиях не удовлетворяют требованиям ГОСТ Р 8.615.

Чтобы не было превышения заданных пределов погрешности определения массы нетто сырой нефти для СИКНС предлагается: а) сбрасывать пластовую воду при содержании воды в сырой нефти свыше 70 % об.; б) изменить заданные пределы относительной погрешности определения массы нетто на СИКНС при лабораторном методе измерений содержания воды в сырой нефти, например, (от 30 до 40) % об.: ± 4 %, (от 40 до 50) % об.: ± 6 %, (от 50 до 60) % об.: ± 8 % и (от 60 до 70) % об.: ± 14 %; в) при поточном методе измерения содержания воды проводить измерения при идеальных (нормальных) условиях или вводить в показания влагомеров коррекции на влияющие величины.

Для измерений массы сырой нефти без учета воды в продукции добывающих скважин с помощью ИУ можно применить те же самые формулы (1-5), что и для СИКНС. Согласно [2] пределы допускаемых относительных погрешностей измерений по массе для измерительных установок:

а) сырой нефти: $\pm 2,5 \%$; б) сырой нефти без учета воды: до 70 % об.: $\pm 6,0 \%$; от (70 до 95) % об.: $\pm 15 \%$; свыше 95 % об. по утвержденным и аттестованным МВИ.

При тех же заданных значениях параметров сырой нефти проведены аналогичные расчеты относительных погрешностей измерений массы сырой нефти без учета воды для ИУ по вышеприведенным формулам.

На рис. 2 приведены графики изменения относительных погрешностей для ИУ при определении содержания воды в сырой нефти, соответственно, по лаборатории по ГОСТ 2477 (сплошная кривая); по влагомеру ВСН 2-50 (основная погрешность) - штрих-пунктирная линия; по влагомеру ВСН 2-50 (с учетом влияющих величин) - штриховая линия; заданные пределы по ГОСТ Р 8.615 (ступенчатая линия).

Из рис. 2 видно, что при любом методе измерений содержания воды в сырой нефти при увеличении объемного содержания воды в сырой нефти свыше 70 % относительная погрешность измерений массы нефти по ИУ превышает допустимые пределы по ГОСТ Р 8.615.

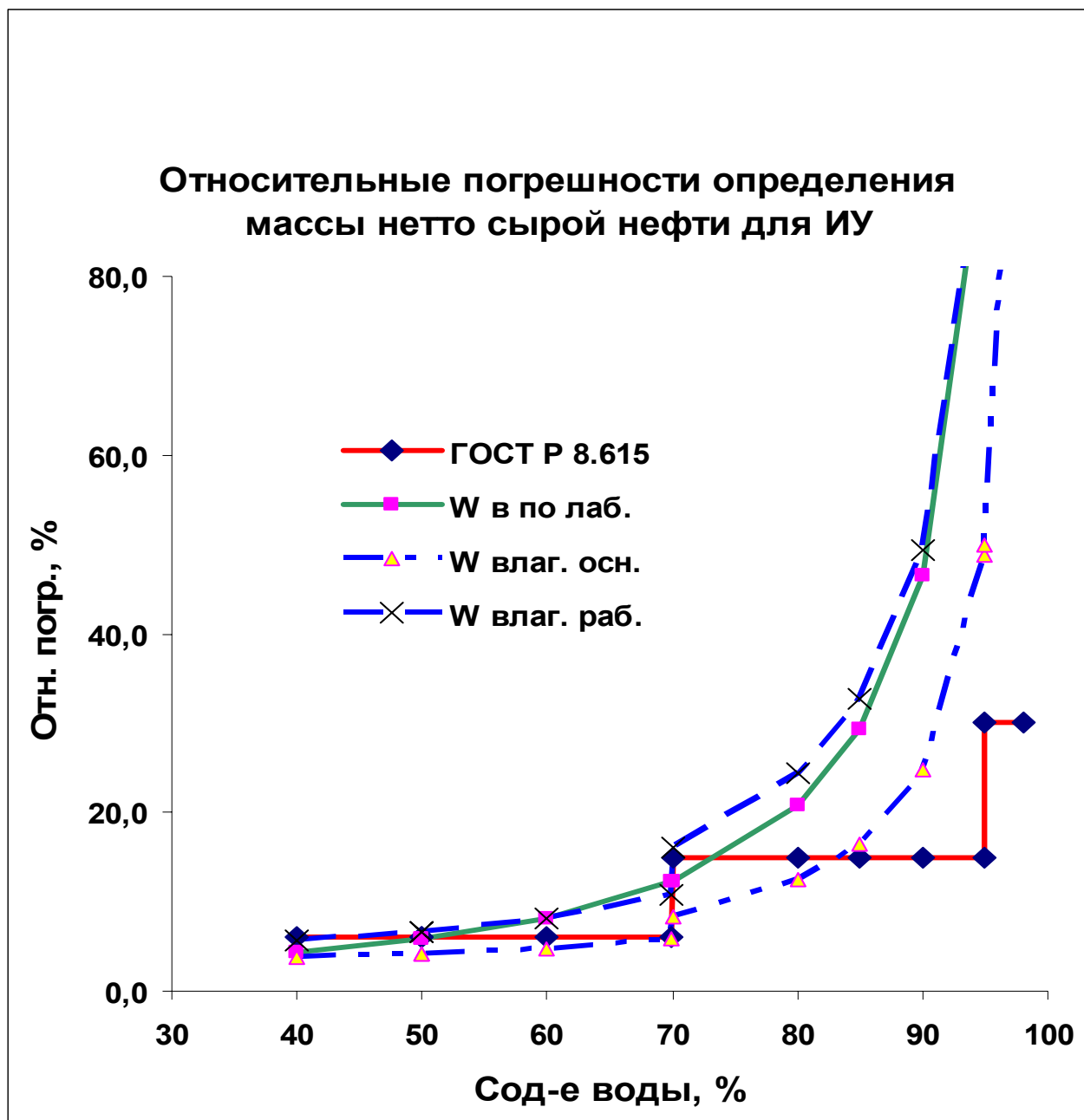


Рисунок 2

Оригинальный метод отделения воды от сырой нефти путем частичной сепарации сырой нефти для измерения массы нетто сырой нефти предложен в ООО «НПП «Нефтегазинжиниринг». У нас ведутся работы по совершенствованию ИУ с трехфазным сепаратором для применения этих установок в целях:

- тестирования нефтяных скважин;
- измерений дебитов скважин (по жидкости, по обезвоженной нефти, по газу при рабочих и стандартных условиях, в том числе, по обезвоженной дегазированной нефти);

- поверки существующих измерительных установок, в том числе, трехфазных расходомеров в условиях эксплуатации.

Суть метода измерений массы нетто сырой нефти с применением трехфазного сепаратора заключается, во-первых, в разделении продукции скважины на три потока: газовый, нефтяной и водяной; во-вторых, в измерении расходов по газовой, нефтяной и водяной измерительным линиям; в-третьих, в измерении содержаний воды в нефтяной и водяной линиях; в-четвертых, в вычислении масс брутто и нетто по нефтяной и водяной линиям и суммированием этих масс. При этом погрешность определения массы обезвоженной нефти при суммировании масс нетто по нефтяной и водяной линиям оказывается ниже допустимых пределов из-за сброса значительной части воды в водяную линию и присутствия в водяной линии лишь незначительного количества нефти.

Измерение дебита скважины по обезвоженной дегазированной нефти и учет массы обезвоженной дегазированной нефти на СИКНС позволит правильно учитывать потери нефти от скважины до потребителя.

Таким образом, с помощью ИУ с трехфазным сепаратором для измерений дебита обезвоженной сырой нефти пластовую воду можно частично отделить от сырой нефти. А после ИУ для транспортирования сырой нефти потоки нефти, воды и газа опять объединяются и подаются в нефтесборный коллектор или в емкость. Значит, пластовую воду для измерений дебита обезвоженной сырой нефти можно отделить от сырой нефти с помощью ИУ с трехфазным сепаратором, а после измерений для транспортирования можно оставить воду в сырой нефти. Теперь заголовок можно сформулировать так: «Пластовую воду от сырой нефти отделить можно для измерения, а после измерения можно оставить».

Выводы:

1. Перед измерением массы нетто сырой нефти на СИКНС рекомендуется частично сбрасывать пластовую воду, чтобы содержание воды в сырой нефти не превышало 70 % об.

2. Рекомендуется пересмотреть в ГОСТ Р 8.615 допускаемые пределы измерений массы нетто по СИКНС и градации (ступенчатость) этих пределов.

3. Парадокс, выявленный в начале статьи, разрешен, так как получилось разделение процессов измерения и транспортирования сырой нефти во времени в соответствии с теорией решения изобретательских задач.

4. Суммарная относительная погрешность определения сырой нефти без учета воды по ИУ с трехфазным сепаратором не будет превышать допустимых пределов из-за наличия в нефтяной линии небольшого количества воды, а в водяной линии небольшого количества нефти.

Список литературы:

1. Альтшуллер Г.С. Найти идею. Введение в теорию решения изобретательских задач. - Новосибирск: Наука, 1986.
2. ГОСТ Р 8.615-2001. ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа.
3. ГОСТ 2477-65. Нефть и нефтепродукты. Методы определения содержания воды.
4. ГОСТ Р ИСО 5725-4-2002. Точность (правильность и прецизионность) методов результатов измерений.