

**Проблемы учета сырой нефти и пути их решения при разработке  
методики выполнения измерений массы нефти для  
системы измерений количества и параметров нефти сырой**

**Фаткуллин А.А., Насибуллин А.Р.**

**(Докладчик Фаткуллин А.А.)**

**Как вы яхту назовете, так она и поплывет.**

*Честное слово, очень неудачный термин «сырая нефть». И документы получают какие-то сырые. То ли дело: попутный газ или нефтяной газ, товарная нефть. В конце доклада еще вернемся к терминам.*

В докладе рассмотрены проблемы учета сырой нефти и пути их решения при разработке методики выполнения измерений (МВИ) массы нефти для системы измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС), связанные с ГОСТ Р 8.615-2005 «ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования», МИ 2693-2001 «ГСИ. Порядок проведения коммерческого учета сырой нефти на нефтедобывающих предприятиях. Основные положения» и другими документами для учета сырой нефти.

К основным проблемам относятся: неточности формул и терминов в этих документах, неполнота или отсутствие форм отчетности, разночтения, неправильность требований к погрешностям средств измерений и к погрешностям измерений массы нетто. В докладе даны возможные пути решения этих проблем.

При разработке проектной документации и МВИ массы сырой нефти мы сталкиваемся с такими проблемами:

1. Применимость формул ГОСТ Р 8.595 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к МВИ» и «Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением СИКН» для учета сырой нефти при расчете массы брутто и массы нетто. Здесь же применимость форм отчетности, приведенных в «Рекомендациях...» для СИКН.
2. Применимость формул и форм отчетности МИ 2693.
3. Возможность измерения плотности сырой нефти на потоке и в лаборатории и пересчет плотности сырой нефти по температуре и давлению.

4. Правильность требований к погрешностям СИ при учете количества сырой нефти.
5. Правильность пределов относительной погрешности определения массы нетто по МИ 2693 и ГОСТ Р 8.615.
6. Правильность терминов, применяемых в ГОСТ Р 8.615.

Рассмотрим по порядку эти проблемы и возможные пути их решения.

1) В первом разделе ГОСТ Р 8.615 упомянуто, что этот стандарт применяют в качестве основы для разработки МВИ количества сырой нефти, но ни одной формулы расчета массы сырой нефти в этом стандарте не приведено. Кроме того, в этом стандарте не указана погрешность измерений массы брутто сырой нефти. При разработке МВИ мы с молчаливого согласия ВНИИР ссылаемся на ГОСТ Р 8.595, где указаны пределы погрешности по массе брутто, равные:  $\pm 0,25$  %. Но этот ГОСТ распространяется только на товарную нефть.

В ГОСТ Р 8.615 не приведены формы отчетной документации. В этом случае мы берем формы из Рекомендаций и МИ 2693. Но в МИ 2693 (хотя они предназначены для учета сырой нефти) недостаточно форм отчетности, а в Рекомендациях требования по оформлению отчетности на СИКН по вычислению и по оформлению жестче, чем на СИКНС. Зато для СИКНС количество параметров нефти для паспорта качества больше. Отсюда вывод: необходимо добавить приложения к ГОСТ Р 8.615 или разработать отдельный документ по требованиям к МВИ массы сырой нефти, где должны быть приведены все формулы расчета для сырой нефти и формы отчетности.

2) Формулы, приведенные в МИ 2693 для расчета массы брутто и массы нетто, не подходят для расчетов массы нефти.

Во-первых, в формуле (1), взятой из МИ 2693, участвует плотность обезвоженной дегазированной нефти, а не плотность сырой нефти.

$$M_n = V_{IP} \cdot (1 - \varphi) \cdot K_t \cdot K_P \cdot \rho_{n(20)} \cdot \left( 1 - \frac{W_{П(н)} + W_{ХС(н)}}{100} \right), \quad (1)$$

- где  $V_{IP}$  - объем сырой нефти, измеренный в рабочих условиях, м<sup>3</sup>;  
 $\varphi$  - объемное содержание воды в сырой нефти, в объемных долях;  
 $K_t, K_P$  - коэффициенты пересчета плотности обезвоженной дегазированной нефти, соответственно, по температуре и давлению к условиям при измерении объема сырой нефти;  
 $\rho_{n(20)}$  - плотность обезвоженной дегазированной нефти при

нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$W_{П(н)}$ , - массовые доли, соответственно, мех. примесей и хлористых  
 $W_{ХС(н)}$  солей в обезвоженной дегазированной нефти, %.

Для упрощения в этой формуле и далее принято, что нет растворенного и свободного газа. При рассмотрении формулы (1) можно заметить, что

$$K_t \cdot K_p \cdot \rho_{н(20)} = \rho_{н(t,P)}, \quad (2)$$

где  $\rho_{н(t,P)}$  - плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведенная к рабочим условиям, кг/м<sup>3</sup>.

В МИ 2693 приводятся формулы для расчета массы нетто с применением объемных преобразователей расхода и поточных плотномеров, которые после некоторых преобразований можно представить в следующем виде

$$M_n = V_{тР} \rho_c (1 - \varphi) \left( 1 - \frac{W_{П(н)} + W_{ХС(н)}}{100} \right). \quad (3)$$

После подстановки в формулу (1) выражения (2) и сравнения между собой формул (1) и (3) увидим ошибку, спрятанную в формуле (1), а именно, что плотность сырой нефти равна плотности обезвоженной дегазированной нефти, приведенной к рабочим условиям.

Еще одна ошибка, в том, что содержание хлористых солей и мех. примесей по формуле (1) определяется в обезвоженной дегазированной нефти. На самом деле с осаждением воды из сырой нефти выпадают и мех. примеси, а с водой уходят и хлористые соли.

Мы при разработке МВИ массы сырой нефти при расчете массы нетто учитываем массовую долю хлористых солей и мех. примесей в сырой нефти.

Теперь обратимся к формуле расчета погрешности по МИ 2693. Пусть  $a$  и  $\Delta a$  – соответственно, масса воды в сырой нефти и абсолютная погрешность ее определения,  $b$  и  $\Delta b$  – соответственно, масса хлористых солей в сырой нефти и абсолютная погрешность ее определения,  $c$  и  $\Delta c$  – соответственно, масса мех. примесей в сырой нефти и абсолютная погрешность ее определения. Преобразованные формулы расчета погрешности вычисления массы балласта, взятые из МИ 2693 и ГОСТ Р 8.595 приведены ниже.

$$\delta M_{\text{бал}} = \sqrt{\frac{\Delta a^2}{\left(1 - \frac{a}{100}\right)^2} + \frac{\Delta b^2}{\left(1 - \frac{b}{100}\right)^2} + \frac{\Delta c^2}{\left(1 - \frac{c}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

$$\delta M_{\text{бал}} = \sqrt{\frac{\Delta a^2 + \Delta b^2 + \Delta c^2}{\left(1 - \frac{a+b+c}{100}\right)^2}}. \quad (5)$$

Если сравнить эти две формулы, то видно, что знаменатели дробей в формуле (4) больше, чем в формуле (5). Поэтому расчет погрешности вычисления массы балласта по формуле (4) будет давать заниженные результаты по сравнению с расчетом по формуле (5). Поэтому для расчета погрешности вычисления массы нетто нефти мы применяем формулу (5), которая правильнее отражает погрешность определения массы балласта.

3) Из формулы (3) можно сделать такой вывод: «Ставь плотномер на сырую нефть и измерь, и вычисляй массу брутто и массу нетто нефти без всяких лабораторных методов». Но, да огромное НО! Нельзя с этим вибрационным плотномером измерять плотность сырой нефти при наличии свободного газа, да еще при большом содержании воды в нефти свыше (10–15) %. Поточный влагомер также будет давать неправильные показания при наличии газа в нефти.

Еще надо отметить, что для сырой нефти при большом проценте содержания воды в нефти обычно и большие колебания этого процента. Поэтому правильнее измерять плотность по объединенной пробе накопленной за смену или за сутки, используя лабораторные методы измерений плотности. Но и здесь есть возражения. Ареометром нельзя измерять плотность при содержании воды в нефти более 30 % объемных долей. Ведь сразу же вода выпадает в осадок.

Есть один способ измерения плотности сырой нефти лабораторным способом – это напорный пикнометр. Но это очень дорогое удовольствие. Здесь два пути решения:

первый – это тщательно готовить нефть сырую, чтобы эмульсия была устойчивой и наличие свободного газа было минимальным;

второй – это придумать недорогой способ измерения плотности объединенной пробы сырой нефти лабораторным способом при наличии свободного газа и воды.

Относительно пересчета плотности сырой нефти по температуре и давлению. Современные алгоритмы пересчета плотности, заложенные в программное обеспечение СОИ и АРМ оператора для СИКН и СИКНС, настроены на стандарт API. Но стандарт API применим для товарной нефти, а для сырой нефти не применим. Почему же мы слепо применяем эти формулы стандарта API для

пересчета плотности сырой нефти к стандартным условиям? При наличии большого содержания воды в нефти эти формулы уже не будут работать.

Как известно, масса сырой нефти складывается из массы нефти и массы балласта. Если пренебречь небольшими массами мехпримесей, солей, свободного и растворенного газа, то можно сказать, что масса сырой нефти равна сумме масс нефти и воды и что, объем сырой нефти равен сумме объемов нефти и воды при одинаковых условиях. Исходя из этих двух равенств, можно записать такие формулы для определения плотности сырой нефти при разной температуре:

$$\rho_{t1,P1}^C = \rho_{t1,P1}^H \cdot (1 - \varphi) + \rho_{t1,P1}^B \cdot \varphi, \quad (6)$$

$$\rho_{t2,P1}^C = \rho_{t2,P1}^H \cdot (1 - \varphi) + \rho_{t2,P1}^B \cdot \varphi, \quad (7)$$

$$\rho_{t2,P1}^{C:H:B} = \rho_{t1,P1}^{C:H:B} \times [1 - \beta^{C:H:B} (t2 - t1)], \quad (8)$$

где  $\rho_{t1,P1}^C, \rho_{t1,P1}^H, \rho_{t1,P1}^B$  - соответственно, плотности сырой нефти, обезвоженной дегазированной нефти и воды при температуре  $t1$  и давлении  $P1$ , кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{t2,P1}^C, \rho_{t2,P1}^H, \rho_{t2,P1}^B$  - соответственно, плотности сырой нефти, обезвоженной дегазированной нефти и воды при температуре  $t2$  и давлении  $P1$ , кг/м<sup>3</sup>;

$\beta^{C:H:B}$  - коэффициент объемного расширения для сырой нефти или для обезвоженной и дегазированной нефти или для воды, 1/°C;

$\varphi = V_{tP}^B / V_{tP}^C$  - объемное содержание воды в сырой нефти, в объемных долях;

$V_{tP}^B, V_{tP}^C$  - соответственно, объемы воды и сырой нефти, приведенные к рабочим условиям, м<sup>3</sup>.

Вычитая из уравнения (6) уравнение (7) после некоторых преобразований получается уравнение для расчета коэффициента объемного расширения сырой нефти:

$$\beta_{t1}^C = \frac{\rho_{t1,P1}^H}{\rho_{t1,P1}^C} \cdot \beta_{t1}^H (1 - \varphi) + \frac{\rho_{t1,P1}^B}{\rho_{t1,P1}^C} \cdot \beta_{t1}^B \cdot \varphi, \quad (9)$$

В формуле (9) в правой части стоят все измеренные или известные величины. Аналогично можно получить формулу для расчета коэффициента сжимаемости сырой нефти.

В некоторых программных комплексах на самом деле для пересчета плотности сырой нефти по температуре и давлению используют формулы стандарта API, которые применимы только для подготовленной нефти. К примеру приведение к стандартным условиям по ГОСТ Р 8.595 плотности сырой нефти, измеренной при температуре 40 °С и давлении 3 МПа, по формулам стандарта API дает систематическую погрешность от 0,5 % (при обводненности 20 %) до 0,8 % (при обводненности 80 %) по сравнению с формулами (7), (8).

4) Требования к погрешностям СИ, применяемых в составе СИКНС, различны в ГОСТ Р 8.615 и МИ 2693. ГОСТ предпочтительнее МИ, поэтому соблюдать надо требования ГОСТ, а не МИ. Но что же получается. МИ 2693 вышел в свет в 2001 г., а ГОСТ в 2005 г. За это время многие владельцы СИКНС успели установить у себя те СИ, которые рекомендованы МИ, а по ГОСТ оказывается их нельзя применять и наоборот.

В таблице 1 показано несколько примеров разночтений.

Здесь еще надо упомянуть о применимости поточных СИ для измерений объема, массы, плотности, обводненности сырой нефти и о предварительной подготовке сырой нефти. В МИ 2693 говорится о предварительном сбросе воды при обводненности свыше 50 %, а в ГОСТ – свыше 85 %. При наличии в сырой нефти деэмульгаторов сброс воды необходимо делать и при меньшем проценте обводненности, потому что для измерений эмульсия должна быть устойчивой. С другой стороны, для транспортировки и временного хранения сильно обводненной нефти требуются большие типоразмеры емкостей, трубопроводов, насосов, расходомеров, которые дороже оборудования и СИ для менее обводненной нефти.

Таблица 1

Наименование параметра	по МИ 2693	по ГОСТ Р 8.615
Пределы допускаемой относительной погрешности установки коммерческого учета товарной и сырой нефти блочной	По массе брутто: $\pm 0,25\%$ (при условии ограничения содержания свободного газа (СГ) и изменения вязкости сырой нефти в течение межповерочного интервала (МПИ))	Нет ограничения
Пределы допускаемой относительной	По объему: $\pm 0,15\%$ (при условии ограничения	По объему: $\pm 0,15\%$ (при содержании воды в нефти

Наименование параметра	по МИ 2693	по ГОСТ Р 8.615
погрешности преобразователя объемного расхода	содержания СГ и изменения вязкости сырой нефти в течение МПИ)	до 5 %)? А если более 5 %?
Пределы допускаемой относительной погрешности преобразователя массового расхода	По массе брутто: $\pm 0,25\%$ (при условии ограничения содержания СГ и изменения вязкости сырой нефти в течение МПИ)	По массе брутто: $\pm 0,25\%$ (при содержании свободного газа в нефти не более 1 %)
Пределы допускаемой относительной погрешности преобразователя плотности поточного	$\pm 0,03\%$ ?  Нет ограничения по содержанию газа и воды	$\pm 0,03\%$ ?  Нет ограничения по содержанию газа и воды
Пределы допускаемой относительной погрешности преобразователя влагосодержания поточного	$\pm 0,06\%$ для ДИ (0-3)% $\pm 0,1\%$ для ДИ (0-10)% $\pm 0,2\%$ для ДИ (0-20)% $\pm 1,0\%$ для ДИ (0-100)%	$\pm 0,06\%$ для ДИ (0-2)% $\pm 0,15\%$ для ДИ (0-10)% $\pm 0,2\%$ для ДИ (0-20)% $\pm 1,0\%$ для ДИ (20-70)% $\pm 1,5\%$ для ДИ (70-100)%
Предварительный сброс воды	При содержании воды свыше 50 %	При содержании воды свыше 85 %
Пределы допускаемой относительной погрешности СИКНС по массе нетто при содержании воды в сырой нефти	$\pm 0,35\%$ для ДИ (0-3)% $\pm 0,4\%$ для ДИ (0-10)% $\pm 0,5\%$ для ДИ (0-20)% $\pm 2,5\%$ для ДИ (0-50)% $\pm 5,5\%$ для ДИ (0-80)%	$\pm 0,35\%$ для ДИ (0-5)% $\pm 0,4\%$ для ДИ (0-10)% $\pm 1,5\%$ для ДИ (0-20)% $\pm 2,5\%$ для ДИ (0-50)% $\pm 5,0\%$ для ДИ (0-70)% $\pm 15,0\%$ для ДИ (0-85)%

5) На рисунках 1-3 показаны графики изменения в разных масштабах относительной погрешности определения массы нетто с увеличением обводненности нефти, при определении содержания воды в сырой нефти в лаборатории по ГОСТ 2477 [5].

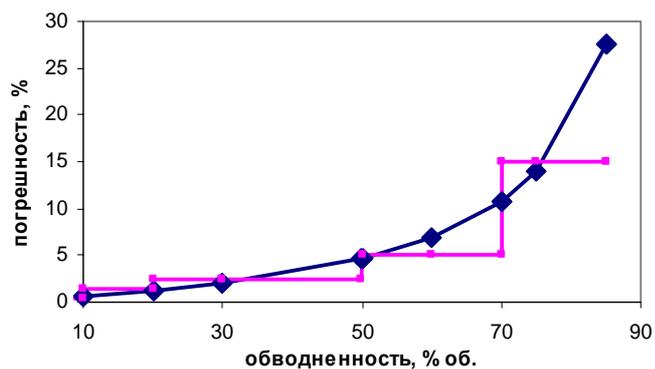


Рисунок 1

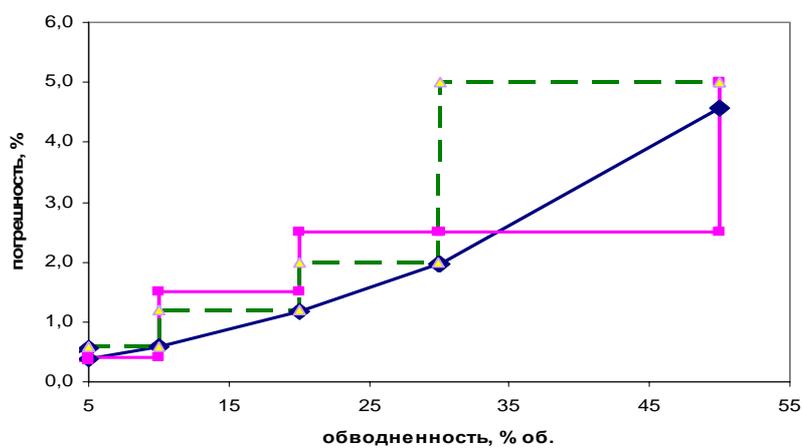


Рисунок 2

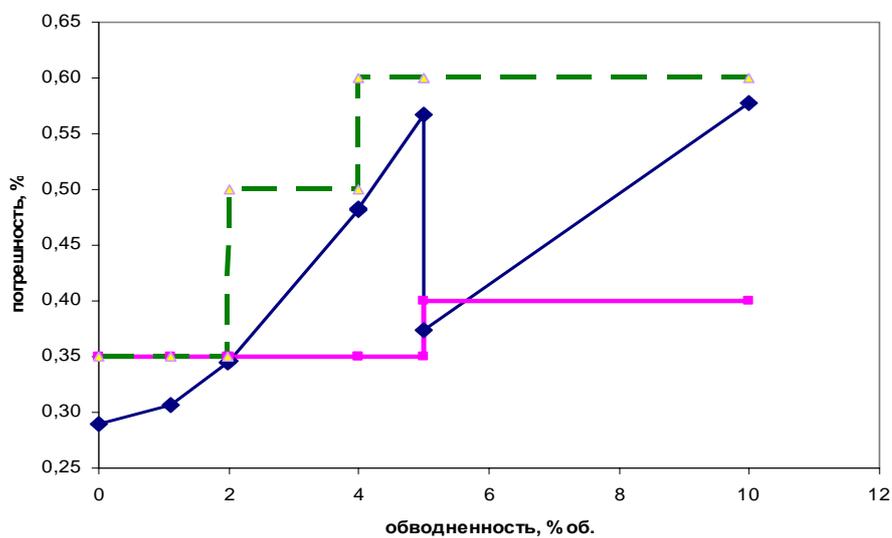


Рисунок 3

На рисунках 1-3 сплошной ступенчатой линией показано изменение допускаемых пределов относительной погрешности определения массы нетто сырой нефти по ГОСТ Р 8.615, а сплошная кривая показывает изменение погрешности

определения массы нетто сырой нефти при определении содержания воды в нефти по ГОСТ 2477. При расчете погрешности массы нетто учтены следующие параметры: содержание мехпримесей в сырой нефти до 0,15 % масс., содержание хлористых солей в сырой нефти до 10000 мг/дм<sup>3</sup>, плотность воды – 1010 кг/м<sup>3</sup>, плотность нефти – 840 кг/м<sup>3</sup>.

Из рисунков видно, что погрешность определения содержания воды в нефти по ГОСТ 2477 превышает допускаемый предел на отрезках от 2 до 10, от 35 до 70, от 75 до 85 % обводненности сырой нефти. Поскольку для определения содержания воды в сырой нефти практически всегда используется метод Дина-Старка, то необходимо пересмотреть допускаемые пределы относительной погрешности определения массы нетто сырой нефти. На рисунках 2 и 3 пунктирной ступенчатой линией показаны предлагаемые минимально-допускаемые пределы относительной погрешности определения содержания воды в сырой нефти. С другой стороны в лабораториях при обводненности продукции свыше 50 % всегда сбрасывают лишнюю воду и определяют содержание воды в отстоянной нефти с учетом количества сброшенной воды. Поэтому на рисунках 2 и 3 обводненность сырой нефти рассматривается только до 50 %.

В приложениях МИ 2693 и ГОСТ Р 8.615 упоминается об особенностях структуры потока сырой нефти (стойкая эмульсия или наличие свободной воды). А наличие свободной воды лучше не допускать при нормированных значениях погрешностей СИ, иначе перед каждым СИ надо ставить перемешивающее устройство. Есть еще один выход – пересмотреть нормы погрешностей СИ для сырой нефти и не задавать, например, для ТПР предел допускаемой относительной погрешности СИ, равный 0,15 %.

А может быть отказаться от нормирования относительной погрешности измерений объема и массы сырой нефти (массы брутто) и оставить только предел допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти (массы нетто)?

б) Рассмотрим расшифровку терминов, применяемых в МИ 2693 и ГОСТ Р 8.615 и приведенных в таблице 2.

По МИ 2693 определение сырой нефти правильное, чем по ГОСТ Р 8.615.

*Может быть лучше назвать сырую нефть, поступающую на СИКНС, нефтяная смесь, сырую нефть, поступающую на АГЗУ, продукция нефтяной скважины, а нефть, находящуюся в пласте – пластовая нефть?*

*А чем отличается показатель от параметра?*

**О параметре.** Согласно РМГ 29 [6] параметр – физическая величина, обычно наилучшим образом отражающая качество изделия или процесса. Еще одно определение согласно учебнику по метрологии и стандартизации [7]. Параметр продукции - это количественная характеристика ее свойств.

**О показателе качества.** Центральное место в системе показателей статистики промышленности занимают показатели промышленной продукции - её объёма, динамики, качества, ритмичности производства и реализации.

**Показатели качества продукции:** назначения, надежности, экономичности, эргономические, эстетические, технологичности, стандартизации и унификации, патентно-правовые, экологические, безопасности, транспортабельности.

**Правильнее применять термин «система измерений количества и параметров нефти,** как и сказано в ГОСТ Р 8.615.

**Что касается массы брутто и массы нетто нефти.**

**О массе брутто.** Масса БРУТТО - это масса необработанных и неочищенных составляющих продукта.

**О массе нетто.** Масса НЕТТО - это масса обработанных и подготовленных компонентов, разница между этими массами - это потери во время обработки компонентов.

**По МИ 2693 о массе брутто и погрешности ее определения ничего не говорится, а говорится только о массе нетто и погрешности ее определения.**

**По ГОСТ Р 8.615 в терминах и определениях упоминается про массу брутто и массу нетто, но в основном тексте говорится уже о массе сырой нефти и массе нефти. А обезвоженная дегазированная нефть, это еще не чистая нефть, так как она содержит до 1 % воды**

**Правильнее было бы говорить о массе брутто сырой нефти и массе нетто сырой нефти и ввести эти термины в ГОСТ Р 8.615.**

**Таблица 2**

<b>Термин</b>	<b>По МИ 2693</b>	<b>По ГОСТ Р 8.615</b>
<b>Сырая нефть</b>	<b>Неподготовленная нефть (не соответствующая требованиям ГОСТ или ТУ на поставку товарной нефти), полученная после сепарации нефти, объемная доля воды в которой составляет</b>	<b>Жидкая природная ископаемая смесь углеводородов широкого физико-химического состава, содержащая свободный и растворенный газ, воду, минеральные соли, мехпримеси и</b>

Термин	По МИ 2693	По ГОСТ Р 8.615
	от 0 до 80 %. Сырая нефть состоит из нефти, растворенного газа, пластовой воды, солей, мехпримесей, а также остаточного после сепарации свободного газа	используемая в качестве основного сырья для производства жидких энергоносителей (бензина, керосина, дизельного топлива, мазута), смазочных масел, битумов и кокса.
Обезвоженная дегазированная нефть	Сырая нефть, освобожденная от растворенного и свободного газа при атм. давлении и освобожденная от воды до 1% объемной доли	Нет определения
СИКНС	Узел учета сырой нефти (УУСН) – система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН), привязанная согласно проекту к конкретным местным условиям нефтедобывающего предприятия, выполненная в блочном исполнении или размещенная частично (или полностью) в отдельном помещении, состав которой, технические и метрологические характеристики СИ и оборудования соответствуют проекту, разработанному с учетом требований данной рекомендации и рекомендации по проектированию	Система измерений, количества и параметров нефти сырой – система измерений, представляющая собой совокупность СИ, СОИ, технологического оборудования и трубопроводной арматуры, функционирующих как единое целое, основанная на методе динамических измерений массы брутто сырой нефти и предназначенная для: получения информации об измеряемых параметрах сырой нефти; автоматической и ручной обработки результатов измерений; индикации и регистрации результатов измерений и их обработки

Еще одна неточность в терминах ГОСТ Р 8.615 – это упоминание о пределах допускаемой основной относительной погрешности СИКНС и СИ. Согласно РМГ 29 основная погрешность СИ – это погрешность СИ в нормальных условиях. А какие

могут быть нормальные условия в рабочих условиях эксплуатации? Получается, что основная погрешность, приведенная в ГОСТ Р 8.615, это только часть суммарной погрешности СИ. Опять разночтение, а именно, при измерении массы товарной нефти мы имеем дело с пределами допускаемой относительной погрешности согласно ГОСТ Р 8.595, а для сырой нефти – с пределами допускаемой основной относительной погрешности. Вывод очевиден: надо ввести в ГОСТ Р 8.615 пределы допускаемой относительной погрешности определения массы брутто и массы нетто сырой нефти и при расчете этих погрешностей учитывать не только основные, но и дополнительные погрешности СИ и погрешности МВИ с учетом условий эксплуатации.

**Выводы:**

1. Необходимо переработать ГОСТ Р 8.615 в части терминологии, пределов погрешностей, требований к подготовке сырой нефти, требований к методам измерений.

2. Необходимо переработать МИ 2693 в части обработки результатов измерений, вычисления погрешностей, требований к погрешностям измерений СИ и МВИ, форм отчетности, перечня СИ и оборудования.

3. Необходимо разработать отдельные нормативные документы в части требований к МВИ массы сырой нефти, МВИ плотности сырой нефти, МВИ плотности воды, содержащейся в нефти.

## **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

- 1. ГОСТ Р 8.595–2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».**
- 2. «Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти», принятые и введенные в действие приказом Минпромэнерго России от 31 марта 2005 г. № 69.**
- 3. МИ 2693–2001 «ГСИ. Порядок проведения коммерческого учета сырой нефти на нефтедобывающих предприятиях. Основные положения».**
- 4. ГОСТ Р 8.615–2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».**
- 5. ГОСТ 2477–65 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения содержания воды».**
- 6. РМГ 29–99 «ГСИ. Метрология. Основные термины и определения».**
- 7. Борисов Ю.И., Сигов А.С. и др. «Метрология, стандартизация и сертификация», М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2005.**