

ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕДОБЫЧИ, НЕФТЕХИМИИ, НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ И ПРИМЕНЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ

УДК 681.5.08:620.1.05

Р. Р. Ибрагимов, С. В. Алексеев

АЛГОРИТМ РАСЧЕТА И ОЦЕНКА ТОЧНОСТИ ПРИГОТОВЛЕНИЯ АТТЕСТОВАННЫХ ВОДОНЕФТЯНЫХ СМЕСЕЙ НА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ УСТАНОВКЕ

Ключевые слова: аттестованные водонефтяные смеси, влагосодержание, погрешность измерений.

В данной статье рассмотрены алгоритмы приготовления аттестованных водонефтяных смесей. Предложена и обоснована схема установки для приготовления аттестованных смесей. Представлены математические расчеты влагосодержания смесей, количество дозируемых компонентов, плотности жидкостей, а также погрешности влагосодержанияготавливаемых аттестованных смесей. Представлены результаты расчетов погрешностей влагосодержания смесей при различных условиях приготовления.

Keywords: certified water-oil mixture, moisture content, measurement error.

This article describes the preparation of certified algorithms water mixtures. Proposed and justified wife setup for preparation of certified mixtures. The mathematical calculations moisture blends of dosed components, fluid density, and errors of the moisture content of prepared certified mixtures. The results of calculation errors in the moisture content of mixtures with different preparation conditions.

Основным способом построения градуировочных характеристик и оценки метрологических характеристик (МХ), существующих поточных влагомеров нефти (ПВ) является использование искусственных аттестованных смесей (АС). Как, правило, АС представляют собой водонефтяные смеси (ВНС), изготавливаемые на основе обезвоженной нефти и воды [1]. Применительно к ПВ ВНС изготавливаются в установках и стендах в динамическом режиме [2], [3]. Процедура приготовления ВНС регламентирована в методиках поверки и в эксплуатационной документации установок, стендов и ПВ. В зависимости от необходимого значения и точности значения влагосодержания ВНС применяют различные способы приготовления ВНС. От способа приготовления ВНС и ее уровня технической реализации зависит качество и достоверность воспроизводимой единицы влагосодержания нефти. Приготовление ВНС производится в реперных точках влагосодержания. В существующей практике процесс приготовления ВНС в подавляющем большинстве случаев осуществляется оператором вручную. Поэтому надежность и точность приготовления ВНС и в целом результат получения ГХ или оценки МХ ПВ зависит от правильных действий оператора. Для повышения достоверности получения значений влагосодержания ВНС актуальна необходимость автоматизации процесса приготовления ВНС [3], [4]. Поэтому в последнее время наметилась тенденция активного внедрения автоматизированных установок, применяемых для градуировки и поверки различных ПВ. Автоматизированные поверочные установки имеют конструкцию закрытого типа, в которых ВНС изготавливается при избыточном давлении. В настоящее время в нашей стране применяются две автоматизированные поверочные установки: «FullCut» фирмы «Phase Dynamics, Inc.» (США), эксплуатируемая в ООО НПП «ГКС» (г. Казань) [5]

и R-AT-MM/VL [6] производства отечественной компании «Аргоси». В указанных установках применяются второй и третий способ приготовления ВНС. В установке «FullCut» приготовление ВНС производится по объему применением объемных дозирующих насосов. В установке R-AT-MM/VL приготовление ВНС производится по массе применением массовых счетчиков-расходомеров (массомеров). В статье предлагается подробнее рассмотреть алгоритм приготовления ВНС реализуемый на примере разрабатываемой multifunctional поверочной установки УПСИПН. В отличие от перечисленных установок в установке УПСИПН приготовление ВНС планируется в диапазоне изменения температуры измеряемой среды и избыточного давления в установке, с оценкой погрешности приготовления ВНС в реперных точках влагосодержания в разных условиях.

Рассмотрим известные способы приготовления ВНС. Существуют три известных способа приготовления ВНС [3]. При первом способе приготовления ВНС в каждой реперной точке влагосодержания измерительного контура установки каждый раз заполняется компонентами водой нефтью в определенном соотношении [7]. Во втором способе приготовления ВНС производится при непрерывной циркуляции ВНС последовательным добавлением воды в установку заполненной нефтью при этом изменяется объем ВНС [8], [9], [10]. В третьем способе приготовления ВНС осуществляется замещением, при постоянном объеме ВНС в установке [9], [10]. При этом изначально измерительный контур установки заполняется исходной жидкостью нефтью или водой. Далее для получения ВНС при непрерывной циркуляции жидкости в установке производится предварительный отбор пробы жидкости из установки и добавление (замещение) компоненты ВНС (воды или нефти) соответственно.

Первый способ является “классическим”, погрешность приготовления ВНС является минимальной. Но при этом расходуется большое количество исходных компонентов нефти и воды. Способ является самым трудоемким и затратным, поэтому в современной практике применяется реже других. Данный способ реализован в государственном специальном эталоне ГЭТ 87-2011 [11], [12].

Второй способ применяется при приготовлении ВНС в ограниченном диапазоне значений влагосодержания ВНС. В измерительном контуре сенда или поверочной установки применяется компенсатор, позволяющий изменять номинальную вместимость измерительного контура. Изменение вместимости производится, как правило, не более чем на 10 % от номинальной вместимости установки. Чем больше имеется возможность изменять номинальный объем измерительного контура, тем больше максимально возможно достижимое значение влагосодержания, приготавливаемой ВНС. Способ является наиболее оперативным и менее трудоемким. Способ широко применяется при определении МХ ПВ товарной нефти и отражен в методиках поверки [13], [14].

Третий способ применяется при приготовлении ВНС во всем диапазоне влагосодержания. Способ замещения является более трудоемким и более длительным, чем способ добавления, но более экономичным в сравнении с первым способом. Способ хорошо зарекомендовал при приготовлении ВНС в диапазоне влагосодержания (0,1..100) % и применяется при определении МХ ПВ сырой нефти [14].

Вкратце ознакомимся этапами построения алгоритма приготовления ВНС. Реализация алгоритма установки УПСИПН осуществлялась последовательно решением следующих задач:

1. Установлением опускаемых границ погрешности приготовления ВНС в диапазоне влагосодержания
2. Выбором способа приготовления ВНС
3. Построением функциональной схемы установки
4. Определением исходных параметров установки, оценкой допустимых погрешностей измерений исходных параметров компонентов ВНС, СИ дозирования компонентов ВНС и СИ отбора пробы
5. Выводом формулы расчета приготовления ВНС в реперной точке влагосодержания в условиях изменения температуры измеряемой среды и избыточного давления в установке
6. Оценкой точности приготовления ВНС в условиях изменения температуры измеряемой среды и избыточного давления в установке.

Установление погрешности приготовления ВНС в диапазоне влагосодержания

Создание алгоритма приготовления ВНС для установки УПСИПН было начато с установления погрешностей приготовления ВНС. Для этого нами были проанализированы погрешности наиболее распространенных ПВ. Влагомеры, эксплуати-

руемые в нефтяной промышленности, делятся на ПВ, применяемые при учете товарной нефти и на ПВ, применяемые для измерений влагосодержания сырой нефти. Как известно ПВ товарной нефти имеют наименьшие погрешности, чем ПВ сырой нефти. Допускаемые пределы абсолютной погрешности наиболее известных ПВ товарной нефти находятся в диапазоне (0,05..0,07) % объемных долей воды, при диапазоне измерений (0..4) % объемных долей воды. Допускаемые пределы абсолютной погрешности наиболее распространенных ПВ сырой нефти находятся в диапазоне (0,1..1,5) % объемных долей воды.

Таким образом, погрешности ПВ находятся в интервале (0,05..1,5) %. И для передачи единицы влагосодержания в соответствии с международными рекомендациями по метрологии необходимо обеспечение соотношение погрешностей не хуже 1:2 [15]. Погрешность влагосодержания ВНС, приготавливаемых на установке должно быть в пределах (0,025..0,75) % объемных долей воды в диапазоне влагосодержания (0,01..99,9) %.

Выбор способа приготовления ВНС

Учитывая преимущества второго и третьего способа приготовления ВНС, была применена математическая модель, основанная на комбинации двух этих способов. При этом для каждого способа были определены границы влагосодержания. Способом добавления приготовление ВНС рассчитано в диапазоне влагосодержания (0,02..5) %, что является достаточным для влагомеров товарной нефти. Способом замещения приготовление ВНС рассчитано в диапазонах влагосодержания (5..50) % и (50..99,8) %. При этом в диапазоне (5..60) % производится слив смеси добавление воды, а в диапазоне (60..99,8) % производится слив смеси и добавление нефти. Указанные границы способа замещения влагосодержания являются условными и предпочтительными с точки зрения снижения трудоемкости.

Подход комбинации рассмотренных двух методов применен в выше рассмотренных установках и является оптимальным техническим решением. Это позволяет наиболее точно воспроизводить единицу влагосодержания нефти во всем диапазоне влагосодержания, а также оптимизировать показатели эффективности эксплуатации установки: сократить расход компонентов жидкостей и промышленных жидкостей, уменьшить время приготовления ВНС.

Построение функциональной схемы установки

В основу схемы установки рис. 1, была принята «классическая» схема замкнутого контура с возможностью изменения (компенсации) вместимости установки. Отличим схемы от перечисленных аналогов установки является:

- использование комбинированного способа дозирования воды: приготовление ВНС вторым способом полного дозирования воды и дозированием воды с разделением потока;

- применение двух электронасосных агрегатов для перемешивания ВНС и воспроизведения расхода жидкости в установке в широком диапазоне ($0,1..15$) м³/ч;
- использование устройства определения структуры потока ВНС.

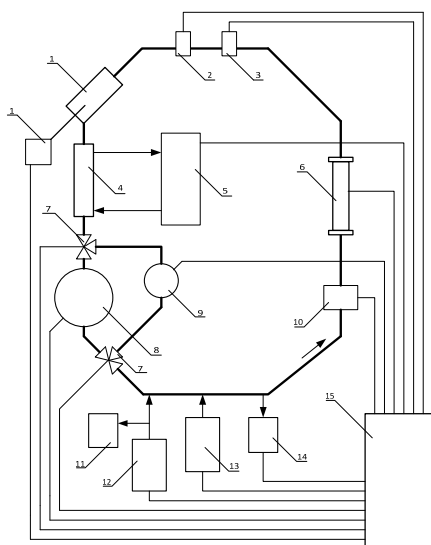


Рис. 1 - Функциональная схема установки УПСН: 1 - Устройство компенсации объема и нагнетания давления, 2 - датчик давления, 3 - датчик температуры, 4 - теплообменник, 5 - термостат, 6 - поточный влагомер, 7 - управляемые трехходовые краны, 8 - электронасосный агрегат основной, 9 - электронасосный агрегат дополнительный, 10 - устройство определения структуры потока, 11 - узел разделения потока линии дозирования воды, 12 - узел дозирования воды, 13 - узел дозирования нефти, 14 - узел отбора жидкости, 15 - система обработки информации

Определение основных исходных параметров установки

К основным исходным параметрам установки относятся: вместимость измерительного контура установки и компенсирующий объем. Значения обоих параметров определяют в итоге количество компонентов жидкостей, расходуемых при приготовлении ВНС. А так же и на количество промывочных жидкостей. Поэтому для повышения экономических показателей необходимо получить оптимальные значения вместимости установки и значения изменения объема. С точки зрения экономичности вместимость установки должна быть минимальна. Но минимальное значение имеет ограничение и зависит от погрешности дозирования компонентов. В частности наиболее худший случай возникает при дозировании воды, приготовлении ВНС в диапазоне влагосодержания до 1,0 %. Поскольку в установке измерение дозируемой воды по заданию должно осуществляться автоматизировано, то в качестве СИ закладывались массомеры. Минимальные значения относительных погрешностей наилучших образцов массомеров составляют (0,05..0,1) %. Для расчетов относительная погрешность дозирования

воды и нефти и отбора пробы была определена значением $\leq 0,1$ %. Исходя из погрешности дозирования и анализа вместимостей существующих установок, был определено минимальная вместимость установки равная 6,0 дм³. Вместимость компенсируемого объема определялся двумя критериями. Первый критерий: максимальное количество шагов до достижения максимального значения влагосодержания ВНС. Второй критерий: необходимость перекрытия диапазона измерений, применяемых ПВ товарной нефти для возможности реализации первого способа приготовления ВНС.

Как было отмечено выше, наиболее сложным диапазоном влагосодержания ВНС является до 4 %. При этом наиболее высокие требования предъявляются к погрешности измерения остаточного влагосодержания. Проведенные эксперименты показывают, что указанная погрешность в диапазоне влагосодержания ВНС до 10 % фактически является определяющей и вносит основной вклад в погрешность приготовления ВНС. В нашем случае для достижения минимальной погрешности влагосодержания ВНС равной 0,02 % в рассматриваемом диапазоне, погрешность измерения остаточного влагосодержания было определено значением 0,01 %. Указанная необходимая точность измерения остаточного влагосодержания достигается применением автоматического титратора по методу К. Фишера (далее - титратор) [9], как наиболее прецизионного метода титриметрии [16].

Расчет влагосодержания и погрешности приготовления ВНС в реперной точке влагосодержания, в условиях изменения температуры измеряемой среды и избыточного давления в установке

Максимально достижимое значение влагосодержания при приготовлении ВНС способом добавления определяется максимальным значением изменения объема в установке. Это значение определяется конструктивно. В нашем случае номинальный объем компенсатора, позволяющего изменять объем было определено значением 500 см³. Исходя из максимальной вместимости установки максимальное значение влагосодержания приготавливаемой ВНС первым способом равно 5 %. В отличие от известных способов в данном случае заполнение измерительного контура установки исходной компонентой – нефтью и дозирование воды производится по массе. Поскольку, как было упомянуто выше в качестве СИ дозирования (и заполнения измерительного контура) был определен массомер.

Объем компенсатора-нагнетателя ограничен, т.е. максимальный объем жидкости, который можно долить или отлить из контура установки за один ход поршня компенсатора-нагнетателя в нашем случае составляет не более 500 см³. По этой причине при реализации модели в установке необходимо будет рассчитывать промежуточные реперные точки (i), при этом рассчитанные значения влагосодержания, плотности и массы ВНС в последней промежуточной реперной точке будут соответствовать значениям в следующей реперной точке.

Расчеты фактического влагосодержания ВНС, а также массы отливаемой и доливаемой жидкости производятся по формулам, представленным в МИ 3303 [14].

Оценка точности значения влагосодержания ВНС в условиях изменения температуры измеряемой среды и избыточного давления в установке

Погрешности воспроизведения влагосодержания ВНС рассчитывают косвенным способом в соответствии с МИ 2083-90 [17]. Для каждого рассмотренного диапазона влагосодержания расчет погрешности рассмотрим отдельно. В общем случае погрешность воспроизведения влагосодержания рассчитывается по формуле:

$$\Delta W = \sqrt{\sum_{n=1}^i \left(\frac{df}{da_n} \right)^2 \cdot (\Delta a_n)^2} \quad (1)$$

где $\frac{df}{da_n}$ - первая производная от функции f по аргументу a_n , вычисленная в точке $a_1, \dots, a_n$;

Δa_n - погрешность результата измерения a_n - го аргумента.

Погрешность воспроизведения влагосодержания ВНС (ΔW_1) в поддиапазоне влагосодержания (0,02..5) % рассчитывается по формуле:

$$\Delta W_1 = \sqrt{\left(\frac{dW}{dm_{01n}} \right)^2 \cdot (\Delta m_{01n})^2 + \left(\frac{dW}{d\rho_s} \right)^2 \cdot (\Delta \rho_s)^2 + \left(\frac{dW}{dW_{\phi n-1}} \right)^2 \cdot (\Delta W_{\phi n-1})^2 + \left(\frac{dW}{dm_{n-1}} \right)^2 \cdot (\Delta m_{n-1})^2 + \left(\frac{dW}{d\rho_{cn-1}} \right)^2 \cdot (\Delta \rho_{cn-1})^2} \quad (2)$$

Погрешность воспроизведения влагосодержания эталонных смесей (ΔW_2) в поддиапазоне влагосодержания (10..60) % рассчитывается по формуле:

$$\Delta W_{2-1} = \sqrt{\left(\frac{dW}{dm_{02n}} \right)^2 \cdot (\Delta m_{02n})^2 + \left(\frac{dW}{d\rho_s} \right)^2 \cdot (\Delta \rho_s)^2 + \left(\frac{dW}{dW_{\phi n-1}} \right)^2 \cdot (\Delta W_{\phi n-1})^2 + \left(\frac{dW}{dm_{n-1}} \right)^2 \cdot (\Delta m_{n-1})^2 + \left(\frac{dW}{d\rho_{cn-1}} \right)^2 \cdot (\Delta \rho_{cn-1})^2 + \left(\frac{dW}{dm_{02cn}} \right)^2 \cdot (\Delta m_{02cn})^2} \quad (3)$$

Погрешность воспроизведения влагосодержания эталонных смесей (ΔW) в поддиапазоне влагосодержания (60..99,8) % рассчитывается по формуле:

$$\Delta W_{2-2} = \sqrt{\left(\frac{dW}{dm_{03n}} \right)^2 \cdot (\Delta m_{03n})^2 + \left(\frac{dW}{d\rho_n} \right)^2 \cdot (\Delta \rho_n)^2 + \left(\frac{dW}{dW_{\phi n-1}} \right)^2 \cdot (\Delta W_{\phi n-1})^2 + \left(\frac{dW}{dm_{n-1}} \right)^2 \cdot (\Delta m_{n-1})^2 + \left(\frac{dW}{d\rho_{cn-1}} \right)^2 \cdot (\Delta \rho_{cn-1})^2 + \left(\frac{dW}{dm_{03cn}} \right)^2 \cdot (\Delta m_{03cn})^2 + \left(\frac{dW}{dW_0} \right)^2 \cdot (\Delta W_0)^2} \quad (4)$$

Для оценки результатов вывода формул расчета ВНС и погрешности приготовления ВНС рассмотрим пример приготовления ВНС в диапазоне (0,02..99,8) %. Установим следующие исходные данные:

- вместимость установки 6,0 дм³;
- плотность воды 1200 кг/м³
- плотность нефти 820 кг/м³
- остаточное влагосодержание нефти 0,2 %
- объемных долей воды
- минимальный объем дозирования (воды или нефти) 50 см³
- температура ВНС (5..60) °С
- избыточное давление в установке (0..4) МПа
- относительная погрешность массометров $\pm 0,1$ %
- абсолютная погрешность весов ± 50 мг
- абсолютная погрешность преобразователя температуры $\pm 0,05$ °С
- относительная приведенная погрешность преобразователя давления $\pm 0,3$ %
- абсолютная погрешность измерения плотности нефти и воды $\pm 0,04$ кг/м³
- абсолютная погрешность измерения остаточного влагосодержания $\pm 0,01$ % массовых долей воды.

Используя исходные данные, произведем оценку точности приготовления ВНС в условиях изменения температуры измеряемой среды и избыточного давления в установке. Авторами были промоделированы шесть вариантов комбинаций изменяющихся факторов представленные в таблице 1.

Таблица 1

№ комбинации	Температура измеряемой среды в установке, °С	Избыточное давление в установке, МПа
1	60,0	0
2	5,0	0
3	20,0	4,0
4	60,0	4,0
5	5,0	4,0
6	20,0	0

На рис. 2 представлена зависимость погрешности приготовления ВНС, рассчитанная по формуле (2) от значения реперной точки влагосодержания ВНС в диапазоне влагосодержания (0,02..5) % объемных долей воды. Во всех рассмотренных комбинациях значение погрешности приготовления ВНС находится в пределах (0,010..0,017) % объемных долей воды. Что удовлетворяет мини-

мальным требованиям и обеспечивает необходимое соотношение погрешностей 1:2.

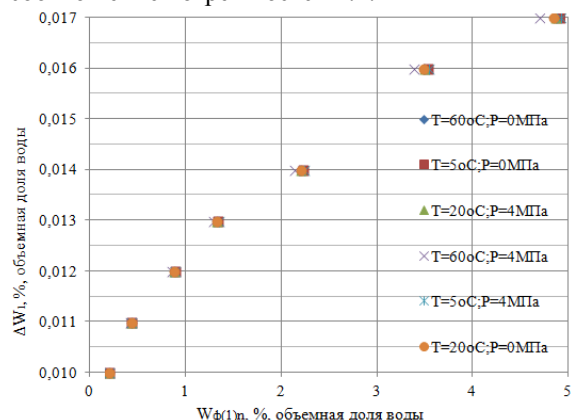


Рис. 2 - Зависимость погрешность влагосодержания ВНС (ΔW_1 , %, объемная доля воды) от значения реперной точки влагосодержания ВНС ($\Delta W_{ф(1)н}$, %, объемная доля воды)

Погрешность приготовления ВНС во всем диапазоне влагосодержания (0,02..99,8) % объемных долей воды представлена рис. 3. Как видно из графика значение погрешности приготовления ВНС по формулам (3) и (4) находится в пределах (0,01..0,04) % объемных долей воды. Что является положительным результатом при наличии запаса точности.

Значения погрешностей ВНС полученные расчетным способом отличаются от значений, нормированных в выше рассмотренных автоматизированных установках.

Полученные теоретические расчеты погрешности влагосодержания приготавливаемых ВНС позволяют реализовать предлагаемую модель на реальной установке.

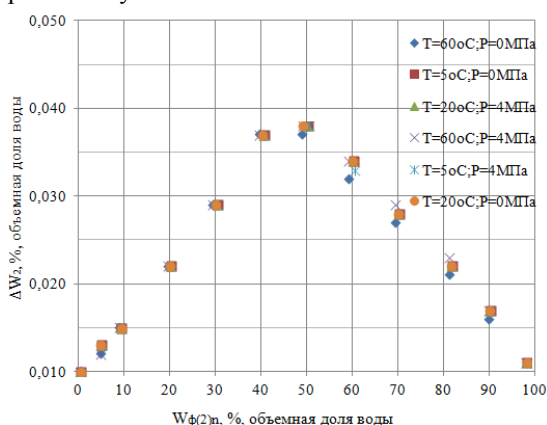


Рис. 3 - Зависимость погрешность влагосодержания ВНС ($\Delta W_{2-и}$, %, объемная доля воды) от значения реперной точки влагосодержания ВНС ($\Delta W_{ф(2)н}$, %, объемная доля воды)

Выводы

1. Приготовление ВНС в диапазоне влагосодержания (0,02..99,8)% целесообразно осуществлять комбинацией способа добавления и замещения. Для повышения эффективности приготовления ВНС способом замещения в диапазоне (5..60) % необходимо производить слив смеси и добавление воды, а в диапазоне (60..99,8) % производить слив смеси и добавление нефти.

2. Применение комбинации способа добавления и замещения при моделировании погрешности приготовления ВНС позволяет теоретически получить достаточные точности в условиях изменения температуры измеряемой среды и избыточного давления в установке. Теоретические расчеты погрешности влагосодержания ВНС позволяют реализовать предлагаемую математическую модель на автоматизированной установке.

Литература

1. Немиров М.С., Иванов В.П., Фишман И.И., Сапожников А.А., Валеев А.Г., в сб. Метрологическое обеспечение измерений количества воды и хлористых солей в нефти, Госстандарт СССР Казанский филиал ВНИИФТРИ (ВНИИКИ), Москва, 1976. С. 26-32.
2. Евдокимов Ю.К., Ибрагимов Р.Р., Всероссийская молодежная конференция с элементами научной школы (Казань, 24-25 ноября 2011). Казань, 2011, С. 358-362.
3. М.С. Немиров, Т.Г. Силкина, Р.Р. Ибрагимов, Научно-практическая конференция Автоматизация и метрология в нефтегазовом комплексе (Уфа, 23 мая 2012), Уфа, 2012, С. 69-71.
4. М.С. Немиров, Т.Г. Силкина, Р.Р. Ибрагимов, АТиСНП, № 4, 75-77 (2012).
5. Установка поверочная "FULLCUT". Инструкция по эксплуатации, 2012.
6. Установки поверочные влагомерные R-AT-MM/VL. Свидетельство об утверждении типа средства измерений RU.E.31.001.A № 38272 (государственный реестр средств измерений № 42952-09).
7. МИ 1536-86 Государственная система обеспечения единства измерений. Пробы поверочные для влагомеров нефти. Методика метрологической аттестации.
8. П.И. Лукманов, Р.Р. Ибрагимов, Р.Р. Газизов, Т.Г. Силкина, М.С. Немиров, XXVII международная научно-практическая конференция Коммерческий учет энергоносителей (Санкт-Петербург, 20-22 мая 2008 года). Санкт-Петербург, 2008, С. 319-327.
9. М.С. Немиров, Т.Г. Силкина, Р.Р. Газизов, Р.Р. Ибрагимов, АТиСНП, № 4, 19-23 (2010).
10. А.А. Фаткуллин, Э.И. Глушков, АТиСНП, № 3, 15-16 (2006).
11. А.В. Антонова, А.М. Корнилов, А.Г. Сладовский, МИ, № 11, 49-52 (2012).
12. А.Г. Сладовский, МИ, № 3, 3-7(2013).
13. МИ 2366-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Влагомеры типа УДВН. Методика поверки.
14. МИ 3303-2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Влагомеры нефти поточные. Методика поверки.
15. Международные документы международной организации законодательной метрологии, РИЦ «Татьянин день», Москва, 1993, С. 75-87.
16. В.С. Фетисов, ДиС, № 3, 33-38 (1999).
17. МИ 2083-90 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения косвенные. Определение результатов измерений и оценивание их погрешностей.