

УДК 681.5.08:620.113

**А.Г. Сладовский**, начальник НИО-6, ФГУП «ВНИИР», e-mail: anaton.sladoff@mail.ru; **О.Ю. Сладовская**, к.т.н., доцент кафедры химической технологии и переработки нефти и газа, ФГБОУ ВПО «Казанский национальный исследовательский технологический университет», e-mail: olga\_sladov@mail.ru

## Развитие эталонной базы для повышения достоверности определения количества добываемой сырой нефти

**Для повышения достоверности определения количества добываемой сырой нефти проведены работы по усовершенствованию государственного первичного специального эталона единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов. Новый эталон ГЭТ 87-2011 обладает улучшенными метрологическими характеристиками и позволяет воспроизводить единицу объемного влагосодержания смеси «нефть – вода» в диапазоне 0,01÷99,9%.**

**Ключевые слова:** нефть, влагосодержание, эталон, метрологические характеристики.

В настоящее время со стороны государства усиливается контроль за природными ресурсами, прежде всего связанный с добычей углеводородного сырья [1]. Наличие законодательной базы, Федеральных законов РФ «О недрах», «Об энергосбережении», «Об обеспечении единства измерений» и др. обязывает юридические лица вести учет добываемых энергетических ресурсов как для целей налогообложения, так и для составления государственных балансов запасов углеводородного сырья.

В нашей стране до недавнего времени достоверный учет углеводородов обеспечивался лишь на коммерческих узлах учета товарной, как правило подготовленной, продукции при передаче в систему магистрального трубопроводного транспорта АК «Транснефть» и потребителям. Однако в большинстве стран мира учет извлекаемых углеводородов ведется в основном на скважинах. В 2006 г. вступил в действие

документ, определяющий измерение количества сырой нефти и нефтяного газа по отдельным скважинам и лицензионным участкам на территории РФ – ГОСТ Р 8.615-2005 «Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования». В данном документе впервые в отечественной практике сформулированы требования к точности измерения количества сырой нефти и попутного нефтяного газа, извлекаемых из скважин [2].

Большая часть российских нефтегазовых месторождений оборудована измерительными устройствами – автоматизированными групповыми замерными установками типа «Спутник», разработанными более 30 лет назад. Система измерений и учета на таких установках далека от совершенства и имеет большие погрешности [3]. Кроме

того, в системе учета по всей технологической цепочке «нефтяная скважина – магистральный трубопровод» между недропользователями и государством существует ряд противоречий. Наиболее важными из этих противоречий являются:

- разночтения в применении методов измерений, методов определения количества добытого углеводородного сырья и методов его учета;
- отсутствие критериев выбора измерительных устройств, методов измерений и измерительной информации на технологических объектах и этапах движения углеводородного сырья;
- несовершенство системы определения и учета фактических потерь на технологических объектах.

В связи с вышесказанным проблемы учета углеводородов остаются актуальными не только для нефтегазовых компаний, но и для государственной учетной политики в целом.

Таблица 1. Обобщенные характеристики лабораторных методов

Метод	Характеристики погрешности
Измерения по ГОСТ 2477-65	Воспроизводимость до 5% результата измерения
Измерения по методу Карла Фишера	Диапазон измерения 0–5% объемной доли воды, относительная погрешность 3%
Измерения посредством лабораторного влагомера	Диапазон измерения 0,03–2%, абсолютная погрешность ±0,03% объемной доли воды

Требования ГОСТ Р 8.615-2005 побуждают нефтяные компании использовать для учета углеводородов сертифицированные измерительные установки уже на нефтяных скважинах. Продукция нефтяных скважин представляет собой многокомпонентную смесь, состоящую из нефти, газа и воды, причем уровень обводненности, особенно на старых месторождениях, может достигать 90% об. Поэтому для учета именно углеводородного сырья необходимо определять содержание воды на всех этапах технологического цикла добычи и подготовки нефти.

Измерения объемного содержания воды в нефти и нефтепродуктах можно разделить по следующему принципу:

- периодические (лабораторные) измерения;
- непрерывные измерения при проведении технологических процессов на предприятиях.

К периодическим (лабораторным) методам относятся:

- измерения по ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;
- измерения посредством титратора по методу Карла Фишера;
- измерения посредством лабораторного влагомера.

Обобщенные характеристики лабораторных методов представлены в таблице 1.

Для технологических процессов в системах добычи и сбора нефтяной продукции важным является непрерывность измерения, поэтому зачастую такие измерения проводятся посредством поточных влагомеров. В настоящее время существуют влагомеры с диапазоном измерений объемного влагосодержания 0÷100%, основанные на новых принципах работ [4–6]. Перечень и характеристика наиболее распространенных в Российской Федерации поточных влагомеров представлены в таблице 2.

Как видно, современные поточные влагомеры имеют расширенный диапазон и улучшенные метрологические характеристики. Для применения на объектах нефтедобычи поточные влагомеры должны пройти обязательные испытания [7].

Таблица 2. Метрологические характеристики поточных влагомеров

Модель влагомера	Диапазон измерений, % об. доли воды	Абсолютная погрешность, % об. доли воды
ВСН-2-ХХ	0÷60	В поддиапазоне (0÷20) ± 0,2
		В поддиапазоне (20÷60) ± 1
	0÷100	В поддиапазоне (0÷70) ± 1
		В поддиапазоне (70÷100) ± 1,5
УДВН-1пм	0,01÷2	± 0,05
	0,01÷6	± 0,08
	0,01÷10	± 0,1
	0,1÷20	± (0,10+0,01*W)
	0,1÷30	± (0,10+0,015*W)
ПВН-615	0,01÷50,0	± 0,7
	50,0÷70,0	± 0,9
	70,0÷99,9	± 1,4
Phase Dynamics, модель L	0÷2	± 0,05
	2÷4	± 0,1
	4÷10	± 0,15
	10÷20	± 0,2
Phase Dynamics, модель F	0÷10	± 0,15
	10÷20	± 0,2
	20÷70	± 1
	70÷100	± 1,5

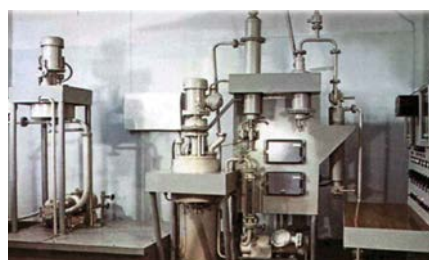


Рис. 1. Государственный специальный эталон единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов ГЭТ 87-75

До недавнего времени складывалась парадоксальная ситуация, когда средства измерения сертифицировались и активно эксплуатировались на предприятиях, в то время как Государственная поверочная схема и Государственный специальный эталон ГЭТ 87-75 (рис. 1) обеспечивали передачу единицы только до 60% их рабочего диапазона. Необеспечение единства измерений послужило основной предпосылкой к созданию нового специального эталона объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов. Новый эталон создавался специалистами ФГУП «ВНИИР» путем модернизации



Рис. 2. Внешний вид нового эталона

существующего специального эталона ГЭТ 87-75. При этом основными задачами являлись:

- расширение диапазона воспроизведения единицы объемного влагосодержания до 99,9% объемной доли воды;
- снижение погрешности воспроизведения единицы.

В результате проведенных работ создан новый технологический комплекс (рис. 2). Конструктивно он состоит из гидравлического контура, средств измерений для определения параметров исходных компонентов смесей «нефть – вода», устройства для глубокой осушки нефти, устройств и вспомогательных

Таблица 3. Метрологические характеристики эталонов

Наименование эталона	Метрологические характеристики						
	Диапазон воспроизведения, % об. доли воды	Среднее квадратическое отклонение, S, % об. доли воды	Неисключенная систематическая погрешность, $\Theta$ , % об. доли воды	Стандартная неопределенность, оцененная по типу A, $U_A$ , % об. доли воды	Стандартная неопределенность, оцененная по типу B, $U_B$ , % об. доли воды	Суммарная стандартная неопределенность, $U_C$ , % об. доли воды	Расширенная неопределенность при $K=2$ , $U_r$ , % об. доли воды
ГЭТ 87-75	0,05–60	$23 \cdot 10^{-4}$	$65 \cdot 10^{-3}$	–	–	–	–
Усовершенствованный ГЭТ 87	0,01–0,1	$1 \cdot 10^{-3}$	$3 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-3}$	$1,4 \cdot 10^{-3}$	$1,7 \cdot 10^{-3}$	$3,5 \cdot 10^{-3}$
	0,1–10	$1,8 \cdot 10^{-3}$	$1,14 \cdot 10^{-2}$	$1,8 \cdot 10^{-3}$	$5,5 \cdot 10^{-3}$	$5,7 \cdot 10^{-3}$	$1,2 \cdot 10^{-2}$
	10–60	$2,2 \cdot 10^{-3}$	$2,86 \cdot 10^{-2}$	$2,2 \cdot 10^{-3}$	$1,38 \cdot 10^{-2}$	$1,39 \cdot 10^{-2}$	$2,8 \cdot 10^{-2}$
	60–99,9	$4,3 \cdot 10^{-3}$	$5,73 \cdot 10^{-2}$	$4,3 \cdot 10^{-3}$	$2,76 \cdot 10^{-2}$	$2,79 \cdot 10^{-2}$	$5,6 \cdot 10^{-2}$

средств, обеспечивающих термостатирование создаваемой смеси и поддержания микроклимата в помещении эталона.

Гидравлическая схема эталона представлена на рисунке 3.

В сравнении с эталоном ГЭТ 87-75 усовершенствованный эталон обеспечивает воспроизведение единицы объемного

влагодержания в полном диапазоне (0,01–99,9% об. доли воды) в условиях, максимально приближенных к условиям эксплуатации рабочих средств измерения (диапазон температуры – 10÷70 °С, избыточное давление – до 1 МПа). В качестве рабочей среды используются водонефтяные эмульсии, приготавливаемые на основе предварительно осу-

шенной до соответствия требованиям ГОСТ Р 51858 нефти и воды. Перед смешением с помощью средств измерений, входящих в состав эталона, определяются плотность исходных компонентов (нефти и воды), а также остаточное содержание воды в нефти.

При проведении исследований были существенно улучшены метрологические характеристики нового эталона за счет использования высокоточных средств измерения. Также были выявлены и минимизированы возможные источники дополнительной погрешности.

В таблице 3 приведено сравнение метрологических характеристик исходного и усовершенствованного эталонов.

Данные таблицы показывают, что во всем диапазоне воспроизведения единицы объемного влагодержания существенно уменьшена неопределенность: в диапазоне 0,01÷10% об. доли воды – в 5 раз, в диапазоне 10÷60% об. доли воды – в 2 раза, в диапазоне 70÷99,9% об. доли воды – до 14 раз.

Характеристики усовершенствованного эталона были успешно подтверждены в ходе приемочных испытаний. 20 апреля 2012 г. приказом № 252 Росстандарта был утвержден Государственный первичный специальный эталон единицы объемного влагодержания нефти и нефтепродуктов ГЭТ 87-2011.

Передача единицы объемной доли воды от Государственного первичного специального эталона будет осуществляться как Государственным эталонам (эталонам предприятий), так и непосредственно рабочим средствам измерения. Для этого разработан межгосударственный стандарт «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного влагодержания нефти и нефтепродуктов».

Таким образом, в результате проведенных работ на базе ФГУП «ВНИИР» создан Государственный первичный специальный эталон объемного влагодержания нефти и нефтепродуктов, соответствующий современным научно-техническим требованиям, позволяющий воспроизводить единицу объемного влагодержания смеси «нефть – вода» в диапазоне (0,01÷99,9%) с улучшенными метрологическими характеристиками.

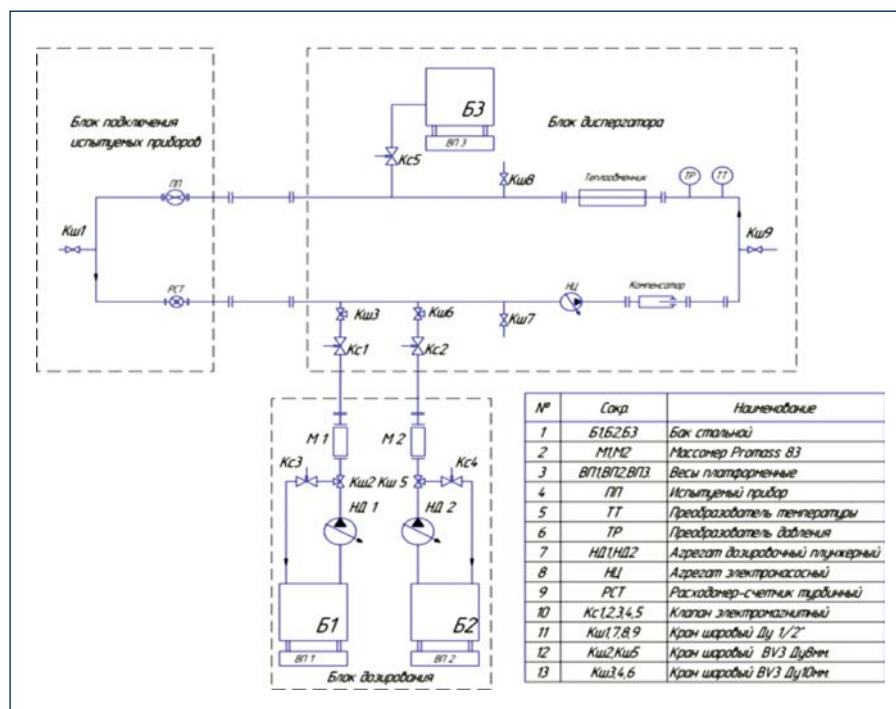


Рис. 3. Гидравлическая схема эталона ГЭТ 87-2011



РОССИЙСКИЙ  
РАЗРАБОТЧИК  
И ПРОИЗВОДИТЕЛЬ  
противокоррозионных  
и огнезащитных  
лакокрасочных  
материалов  
марки Акрус®,  
специального  
и промышленного  
назначения.



Мы производим  
только защитные покрытия.  
Это позволяет нам  
концентрироваться  
на особенностях  
их изготовления  
и потребления.

**ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ:**

- ▶ Нефтехимическая  
индустрия
- ▶ Нефтегазодобывающая  
промышленность
- ▶ Судостроение
- ▶ Машиностроение
- ▶ Мостостроение
- ▶ Гражданское  
строительство
- ▶ Огнезащитные  
покрытия

на правах рекламы



www.akrus.ru  
www.akrus-akz.ru  
info@akrus-akz.ru  
117420, г. Москва,  
ул. Намёткина, д. 10Б  
тел./факс: +7(495) 363 5669

**Литература:**

1. Поздняков А.П., Карандин В.Н. Состояние учета количества и качества нефти в жизненном цикле «добыча – потребление» нефти по России // Нефть, газ и бизнес. – 2003. – № 2. – С. 30–33.
2. ГОСТ Р 8.615-2005 «ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа».
3. Фатхутдинов А.Ш., Слепян М.А., Ханов Н.И., Золотухин Е.А., Немиров М.С., Фатхутдинов Т.А. Автоматизированный учет нефти и нефтепродуктов при добыче, транспорте и переработке. – М.: Недра, 2002.
4. МИ 3303-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Влагомеры нефти поточные. Методика поверки».
5. МИ 2366-2005 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Влагомеры типа УДВН. Методика поверки».
6. МИ 2861-2004 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Влагомеры поточные модели L фирмы Phase Dynamics, Inc. Методика поверки на месте эксплуатации».
7. Немиров М.С., Силкина Т.Г., Ибрагимов Р.Р. Определение погрешности измерений при поверке и контроле метрологических характеристик поточных влагомеров нефти // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2010. – № 4 – С. 75–77.

UDC 681.5.08:620.113

**A.G. Sladovsky**, Head of RD-6 of FGUP VNIIR, e-mail: anatol.sladoff@mail.ru; **O.Y. Sladovskaya**, Cand. Sc. (Engineering), associated professor at the Chemical Technology of Petroleum and Gas Processing faculty of Kazan National Research Technological University, e-mail: olga\_sladov@mail.ru

**Development of standard base for the increase of quantity determination reliability of produced crude oil**

*In order to increase the reliability of quantity determination of produced crude oil, works have been conducted on the development of State primary special standard of oil and oil products volumetric water content unit. The new standard GET 87-2011 with improved metrological characteristics provides reproduction of oil-water mixture volumetric water content unit within the range of (0.01÷99.9%).*

**Keywords:** oil; water content; standard; metrological characteristics.

**References:**

1. Pozdnyakov A.P., Karandin V.N. Sostoyaniye ucheta kolichestva i kachestva nefiti v zhiznennom tsikle «Dobycha-potrebleniye» nefiti po Rossii (The condition of amount and quality control of oil in the oil «Production-Consumption» life cycle in Russia) // Oil, gas and business. – 2003. – No. 2. – P. 30–33.
2. GOST R 8.615-2005 «GSI. Izmereniya kolichestva izvlekaemoy iz neдр nefiti i neftyanogo gaza» (State system for ensuring the uniformity of measurements. The measuring of quantity of taken from bowels oil and oil gas).
3. Fatkhutdinov A.Sh., Slepian M.A., Khanov N.I., Zolotukhin E.A., Nemirov M.S., Fatkhutdinov T.A. Avtomatizirovannyi uchet nefiti i nefteproduktov pri dobyche, transporte i pererabotke (Automated metering of oil and oil products during production, transportation and refining). – M.: Nedra, 2002.
4. MI 3303-2011 «Gosudarstvennaya sistema obespecheniya edinstva izmereniy. Vlagomery nefiti potochnyye. Metodika poverki» (State system for ensuring the uniformity of measurements. Oil in-flow moisture meters. Verification procedure).
5. MI 2366-2005 «Rekomendatsiya. Gosudarstvennaya sistema obespecheniya edinstva izmereniy. Vlagomery tipa UDVN. Metodika poverki» (Recommendation. State system for ensuring the uniformity of measurements. Moisture meters type UDVN. Verification procedure).
6. MI 2861-2004 «Rekomendatsiya. Gosudarstvennaya sistema obespecheniya edinstva izmereniy. Vlagomery potochnyye modeli L firmy Phase Dynamics, Inc. Metodika poverki na meste ekspluatatsii» (Recommendation. State system for ensuring the uniformity of measurements. In-flow moisture meters model L manufactured by Phase Dynamics, Inc. On-site verification procedure).
7. Nemirov M.S., Silkina T.G., Ibragimov R.R. Opredeleniye pogreshnosti izmereniy pri poverke i kontrole metrologicheskikh kharakteristik potochnykh vlagomerov nefiti (Determination of measurement error during verification and monitoring of in-flow moisture meters metrological characteristics) // Automation, teleautomation and communication in the oil industry. – 2010. – No. 4 – P. 75–77.