

А. Г. Сладовский, А. М. Корнилов, А. В. Антонова,
О. Ю. Сладовская

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ФАКТИЧЕСКОЕ ВЛАГОСОДЕРЖАНИЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ПЕРЕДАЧЕ ЕДИНИЦЫ ОБЪЕМНОГО ВЛАГОСОДЕРЖАНИЯ ГЭТ 87-2011

Ключевые слова: нефть, нефтепродукты, влагосодержание, температура, ГЭТ 87-2011.

Приведены результаты усовершенствования метрологических характеристик ГЭТ 87-2011. Изучены и показаны сравнительные характеристики ГЭТ 87-75 и ГЭТ 87-2011. Разработана методика передачи единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов от Государственного первичного специального эталона в практически значимых диапазонах температур смеси нефть-вода.

Key words: oil, oil products, moisture content, temperature, GET 87-2011.

Results of improvement of metrological characteristics of GET 87-2011 are given. Comparative characteristics of GET 87-75 and GET 87-2011 are studied and shown. The technique of transfer of unit of volume moisture content of oil and oil products from the State primary special standard in almost significant ranges of temperatures of a mix oil-water is developed.

В связи с введением в 2006 году национального стандарта ГОСТ Р 8.615-2006 «Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа» возросли требования к погрешностям средств измерений влагосодержания нефти [1]. Обводненность продукции нефтяных скважин для большинства месторождений России колеблется в широком диапазоне, достигая порой 85-90% об. Существовавший до 2011 года Государственный специальный эталон единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов ГЭТ 87-75 воспроизводил единицу объемного влагосодержания в диапазоне до 60% об [2]. Специалистами ФГУП ВНИИР с 2007 по 2011 год проведены работы по совершенствованию ГЭТ 87-75, связанные с расширением диапазона воспроизведения единицы объемного влагосодержания до 99,9 % об. и снижением погрешности воспроизведения. В результате проведенных работ был создан комплекс, включающий новую гидравлическую установку для создания водонефтяных смесей, высокоточные средства измерения параметров исходных компонентов смеси, устройство глубокой осушки нефти [3]. 20 апреля 2012 г. Приказом №252 Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии был утвержден Государственный первичный специальный эталон единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов ГЭТ 87-2011 (табл. 1).

Конструктивно эталон ГЭТ 87-2011 состоит из:

- гидравлического контура, включающего блок диспергатора, блок дозирования и блок подключения испытуемых приборов;
- комплекса средств для определения параметров исходных компонентов смесей нефть – вода;
- комплекса устройств и вспомогательных средств, обеспечивающих термостатирование

создаваемой смеси и поддержания микроклимата в помещении эталона [4].

Таблица 1 - Сравнительные характеристики ГЭТ 87-75 и ГЭТ 87-2011

Параметр	Характеристика				
	ГЭТ 87-75	ГЭТ 87-2011			
Диапазон воспроизведения, %, об. доли воды	0,05-60	0,01-0,1	0,1-10	10-60	60-99,9
СКО, S, %, об. доли воды	$23 \cdot 10^{-4}$	$1 \cdot 10^{-3}$	$1,8 \cdot 10^{-3}$	$2,2 \cdot 10^{-3}$	$4,3 \cdot 10^{-3}$
Неисключенная систематическая погрешность, %, об. доли воды	$65 \cdot 10^{-3}$	$3 \cdot 10^{-3}$	$1,14 \cdot 10^{-2}$	$2,86 \cdot 10^{-2}$	$5,73 \cdot 10^{-2}$

Усовершенствованный эталон ГЭТ 87-2011 передает единицу объемного влагосодержания при нормальных условиях, т.е. при температуре $20 \pm 2^\circ\text{C}$, но практика применения поточных влагомеров показывает, что на объектах нефтедобычи и транспортировки нефти и нефтепродуктов температурные режимы работы поточных влагомеров составляют от $+5$ до $60-70^\circ\text{C}$.

Поэтому в 2012 году специалистами ФГУП ВНИИР проведены исследования в целях реализации возможности передачи единицы объемного влагосодержания от эталона рабочим средствам измерения объемного влагосодержания в широком температурном диапазоне [5].

Были проведены исследования по оценке дополнительной погрешности эталона ГЭТ 87-2011 от изменения температуры. Исследования проводились в несколько этапов:

1 этап - определение коэффициентов изменения объема солевых растворов, моделирующих пластовую воду, в зависимости от температуры;

2 этап - определение влияния изменения объема солевых растворов в зависимости от температуры на фактическое влагосодержание смеси нефть – вода;

3 этап - разработка механизма корректировки фактического влагосодержания от изменения объема солевых растворов в зависимости от температуры.

На первом этапе были приготовлены растворы NaCl в дистиллированной воде с концентрацией 1 %, 2 %, 5 %, 10 % масс. Плотность растворов измерялась при температуре 5..35 °С с шагом 1 °С с помощью высокоточного лабораторного плотномера DMA 5000 фирмы Anton Paar.

По результатам измерений были рассчитаны значения коэффициента изменения плотности раствора (K_p) относительно плотности при 20 °С по формуле:

$$K_p = \rho^t / \rho^{20}, \quad (1)$$

где ρ^t – значение плотности раствора при температуре t ; ρ^{20} – значение плотности раствора при температуре 20 °С.

Коэффициент K_p является обратной величиной коэффициента изменения объема раствора (K_o) относительно значения при 20 °С. Коэффициент K_o вычислялся по формуле:

$$K_o = 1/K_p \quad (2)$$

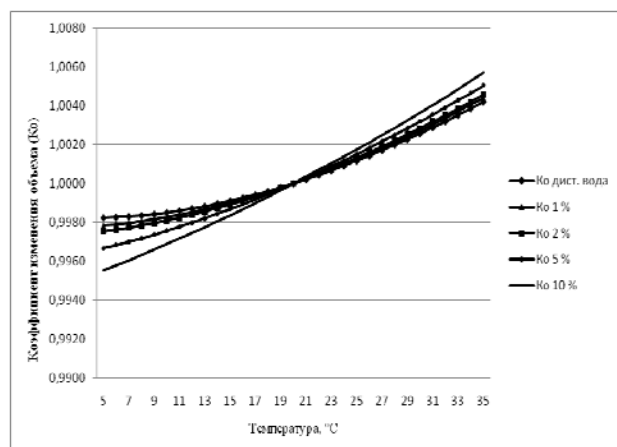


Рис. 1 - Зависимость коэффициента изменения объема дистиллированной воды и растворов NaCl в дистиллированной воде различной концентрации от изменения температуры

Результаты исследований представлены на рисунке 1. Как видно из рисунка 1 коэффициент изменения объема солевого раствора в зависимости от температуры отличается от коэффициента изменения объема дистиллированной воды и зависит от концентрации раствора. Причем наблюдается следующая тенденция: с увеличением содержания соли в растворе влияние изменения температуры на объем раствора проявляется сильнее, а характеристика изменения объема приближается к линейной.

Используя полученные данные, на втором этапе был проведен анализ влияния изменения температуры на фактическое влагосодержание смеси нефть-вода. Анализ проводился для нефти,

плотность которой равна 850 кг/м³ при температуре 20 °С. Был произведен расчет изменения фактического влагосодержания при изменении температуры водонефтяных смесей от 5 до 35 °С с шагом 1 °С, созданных на основе дистиллированной воды, а также солевых растворов NaCl с концентрацией 1 %, 2 %, 5 %, 10 % масс. Расчет производился для смесей с влагосодержанием 2 %, 4 %, 10 %, 50 %, 70 %, 90 % и 95 % объемной доли воды (солевого раствора). Результаты расчета всего диапазона исследования для смеси нефть – дистиллированная вода представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Расчет изменения фактического влагосодержания от изменения температуры

Температура смеси, °С	W_b , %	W_t , % W_{20} , %	W_b , %	W_t , % W_{20} , %	W_b , %	W_t , % W_{20} , %
Смесь нефть – дистиллированная вода						
5	2.021	0.021	10.096	0.096	90.095	0.095
15	2.006	0.006	10.029	0.029	90.029	0.029
25	1.994	-0.006	9.973	-0.027	89.973	-0.027
35	1.984	-0.016	9.925	-0.075	89.924	-0.076
Смесь нефть – раствор NaCl в дистиллированной воде (1 % массовой доли)						
5	2.020	0.020	10.092	0.092	90.091	0.091
15	2.006	0.006	10.028	0.028	90.028	0.028
25	1.994	-0.006	9.974	-0.026	89.974	-0.026
35	1.984	-0.016	9.926	-0.074	89.926	-0.074
Смесь нефть – раствор NaCl в дистиллированной воде (2 % массовой доли)						
5	2.019	0.019	10.089	0.089	90.089	0.089
15	2.006	0.006	10.028	0.028	90.028	0.028
25	1.994	-0.006	9.974	-0.026	89.974	-0.026
35	1.984	-0.016	9.928	-0.072	89.927	-0.073
Смесь нефть – раствор NaCl в дистиллированной воде (5 % массовой доли)						
5	2.018	0.018	10.081	0.081	90.081	0.081
15	2.006	0.006	10.025	0.025	90.025	0.025
25	1.995	-0.005	9.976	-0.024	89.976	-0.024
35	1.985	-0.015	9.932	-0.068	89.932	-0.068
Смесь нефть – раствор NaCl в дистиллированной воде (10 % массовой доли)						
5	2.015	0.015	10.071	0.071	90.071	0.071
15	2.005	0.005	10.023	0.023	90.023	0.023
25	1.995	-0.005	9.978	-0.022	89.978	-0.022
35	1.987	-0.013	9.938	-0.062	89.938	-0.062

В таблице 2 приведены расчеты изменения фактического влагосодержания при изменении температуры с шагом 5 °С для смесей нефть – солевой раствор при различной концентрации NaCl.

Как видно из данных таблицы 2 изменение температуры существенно влияет на фактическое влагосодержание смеси нефть – вода. Так, например, при изменении температуры на 15 °С в сторону уменьшения фактического влагосодержания смеси меняется:

- до 0,02 % объемной доли воды при влагосодержании смеси 2 %, что соответствует 40 % допустимой погрешности средств измерения в данном диапазоне;
- до 0,27 % объемной доли воды при влагосодержании смеси 50 %, что соответствует 27

% допустимой погрешности средств измерения в данном диапазоне.

В то же время концентрация соли также оказывает ощутимое влияние на фактическое влагосодержание смеси. Так, например, при температуре 5 °С фактическое влагосодержание смеси на основе раствора с концентрацией 1 % соли и с концентрацией 10 % соли различается:

- на 0,005 % объемной доли воды при влагосодержании смеси 2 %, что соответствует 10 % допустимой погрешности средств измерения в данном диапазоне;

- на 0,02 % объемной доли воды при влагосодержании смеси 10 %, что соответствует 20 % допустимой погрешности средств измерения в данном диапазоне.

На основании полученных экспериментальных данных разработан алгоритм корректировки объема солевого раствора в зависимости от температуры. Коэффициент изменения объема солевого раствора вычисляется по формуле:

$$K_o = A_3 \cdot t^3 + A_2 \cdot t^2 + A_1 \cdot t + A_0, \quad (3)$$

где t – температура раствора, °С;

A_3, A_2, A_1, A_0 – коэффициенты, вычисляемые по формулам:

$$A_3 = -3,80191E-11 \cdot So^3 + 4,28413E-10 \cdot So^2 - 5,1705E-09 \cdot So + 3,85204E-08 \quad (4)$$

$$A_2 = 3,13402E-09 \cdot So^3 - 4,99689E-08 \cdot So^2 + 7,40883E-07 \cdot So - 7,66485E-06 \quad (5)$$

$$A_1 = -1,03983E-07 \cdot So^3 + 2,28718E-06 \cdot So^2 - 4,20554E-05 \cdot So + 5,32346E-05 \quad (6)$$

$$A_0 = 1,14343E-06 \cdot So^3 - 2,90885E-05 \cdot So^2 + 0,000585258 \cdot So + 1,001694865, \quad (7)$$

где So – содержание соли в растворе, % массовый.

На основании полученных результатов ФГУП ВНИИР разработал методику передачи единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов от Государственного первичного специального эталона в практически значимых диапазонах температур смеси нефть-вода.

Методика, разработанная на основании проведенных исследований позволяет обеспечить полную прослеживаемость передачи единицы

объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов от первичного специального эталона подчиненным эталонам и рабочим средствам измерений в диапазоне температур от + 5 до + 70°С.

Исследования и разработка методов передачи единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов доказали необходимость коррекции фактического влагосодержания не только с учетом изменения температуры, но и с учетом содержания солей в воде.

Результаты данной работы могут быть использованы при проведении аттестации подчиненных эталонов, испытаний средств измерений с целью утверждения типа, совершенствования Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов.

Литература

1. ГОСТ Р 8.615-2005. ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. – М.: Изд-во стандартов, сор.2005. – 11с.
2. Р 50.2.078-2011. ГСИ. Порядок подготовки к утверждению государственных первичных эталонов единиц величин. – М.: Изд-во стандартов, сор.2011. – 20с.
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». - Уфа, 2002г. – 416с.
4. Постановление Правительства Российской Федерации от 23 сентября 2010 г. № 734 г. Москва «Об эталонах единиц величин, используемых в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»
5. Барская, Е.Е. Прогнозирование проблем при добыче нефтей на основе анализа их химического состава и физико-химических свойств/ Е.Е. Барская, Ю.М.Ганеева, Т.Н.Юсупова, Д.И.Даянова // Вестник Казанского технологического университета. - 2012. -№ 6. - С. 166-17.