

УДК 389.6:550.832

ЕДИНСТВО ИЗМЕРЕНИЙ В НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКЕ

Лобанков В.М., Святохин В.Д., Хатьянов Ф.И., Хисаева Д.А.¹

ОАО НПФ «Геофизика», г. Уфа

e-mail:¹ hisaeva@npf-geofizika.ru

Аннотация. Рассмотрено состояние и перспективы работ по обеспечению единства и требуемой точности измерений параметров нефтегазовых пластов и скважин. Дано описание особенностей эталонов, предназначенных для первичной градуировки и периодической калибровки скважинной геофизической аппаратуры электрического, акустического, нейтронного и плотностного гамма-гамма-каротажа, а также аппаратуры для гамма-акустического контроля качества цементирования нефтегазовых скважин. Приведены графики семейства градуировочных характеристик аппаратуры нейтронного каротажа для разных геолого-технических условий, а также результаты сличения эталонов пористости и плотности в разных городах России и Белоруссии. Предлагается создание российского национального центра обеспечения единства геофизических измерений.

Ключевые слова: акустический контроль, геофизическая аппаратура, градуировочные характеристики, нейтронный каротаж, нефтепромысловая геофизика, гамма-гамма-каротаж

Достоверная информация о параметрах пластов и скважин, полученная путем геофизических измерений в скважинах, является основой для принятия обоснованных решений при поисках, разведке и разработке нефтегазовых месторождений [1, 6]. В соответствии с Законом № 102 от 26 июня 2008 г. «Об обеспечении единства измерений» единицы физических величин, используемые в нефтепромысловой геофизике, должны прослеживаться к государственным эталонам России.

Однако в современных условиях определение погрешности скважинных измерений параметров пластов и скважин остается проблематичным вследствие ограниченного количества эталонов для калибровки и поверки скважинной геофизической аппаратуры или полного их отсутствия [2].

Такие эталоны строятся либо на основе полностью однородной среды, либо для однородной среды, пересеченной скважиной с заданными параметрами, либо более сложной неоднородной среды. Обычно геофизические эталоны создаются в виде стандартных образцов состава и свойств пластов горных пород, пересеченных скважиной. Особенностью таких эталонов является воспроизведение одной и той же единицы измеряемого параметра для разных геолого-технических условий. Они создаются для фиксированных значений параметров пластов.

При создании эталонов единиц параметров нефтегазовых пластов и скважин требуется выбрать параметры, отражающие нормальные условия измерений. Такими параметрами обычно является параметры пласта, включая параметры твердого, жидкого и газообразного вещества, параметры скважины (диаметр, параметры, отражающие свойства и состав жидкости, если их изменения оказывают существенное влияние на показания скважинной аппаратуры) и температура.

В уфимском Центре метрологических исследований «Урал-Гео» и в ОАО НПФ «Геофизика» для градуировки и калибровки аппаратуры нейтронного каротажа (НГК, ННК-Т, ННК-НТ) и плотностного гамма-гамма-каротажа (ГГК-П) создан комплекс стандартных образцов пористости и плотности кальцитовых и песчаных горных пород, пересеченных скважинами диаметром 124, 156, 196, 216 и 295 мм. Поровое пространство эталонных моделей пластов заполнено пресной водой, минерализованной водой (150 г/л) и воздухом. Эти эталоны выполнены в виде государственных стандартных образцов пористости и плотности карбонатных и песчаных горных пород, пересеченных скважиной. Они зарегистрированы Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии Российской Федерации и внесены в Государственный реестр стандартных образцов [4].

Эталонные пористости и плотности доломитовых пород, а также песчаных и кальцитовых пород с заполнением порового пространства нефтью отсутствуют.

Созданный набор эталонов позволяет строить семейство индивидуальных градуировочных характеристик скважинной аппаратуры для указанного ограниченного круга геолого-технических условий. Периодический контроль стабильности этих характеристик во времени выполняется с использованием имитаторов водонасыщенной пористости кальцитовых пород (хлоросодержание в пласте и скважине равно нулю), пересеченных скважиной диаметром 216 мм.

Для того, чтобы показать степень влияния различных влияющих факторов на погрешность аппаратуры нейтронного каротажа, приведем пример фрагмента градуировочных характеристик аппаратуры СРК-73, построенных с использованием пяти пар эталонов пористости песчаных пород, пересеченных скважиной диаметром (216 ± 1) мм, созданных в ОАО «Когалымнефтегеофизика» в 2002 г.

На рис. 1 приведены градуировочные характеристики аппаратуры нейтронного каротажа СРК-73, полученные по результатам измерений в эталонных моделях песчаных пластов [4]. Из графиков видно, что при одном и том же относительном выходном сигнале аппаратуры НК (например, 0,5) измеренное значение коэффициента пористости песчаного пласта может быть разным в зависимости от условий измерений.

Особенно сильно влияние хлоросодержания в пласте, даже содержание NaCl (20 ± 1) г/л завышает измеренное значение коэффициента пористости на 5 % в абсолютных единицах, при увеличении хлоросодержания в пласте это влияние еще больше. Наличие в скважине обсадной колонны и цементного кольца плотно-

стью 1550 кг/м^3 приводит к завышению измеренного значения коэффициента пористости на 10% в абсолютных единицах, если пользоваться градуировочной характеристикой № 1 (рис. 1).

Значит методика выполнения измерений коэффициента пористости пластов аппаратурой нейтронного каротажа должна предусматривать возможность выбора подходящей градуировочной характеристики для соответствующих геологических условий измерений. Возможно введения поправок на систематические погрешности, обусловленные отличием конкретных рабочих условий измерений от нормальных, для которых была построена стандартная или индивидуальная градуировочная характеристика [3]. Однако лучше пользоваться конкретной градуировочной характеристикой, построенной для конкретных условий измерений, без введения поправок, за исключением температурных поправок.

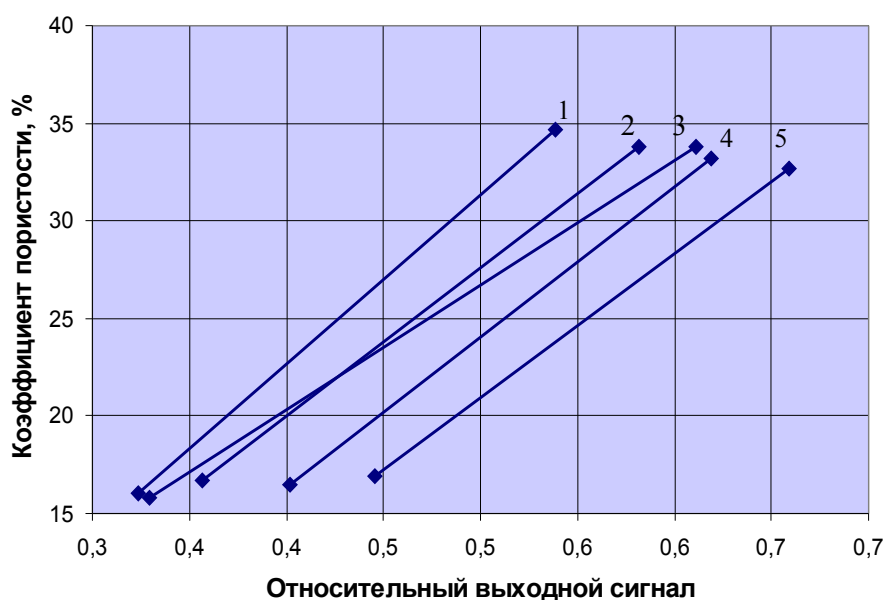


Рис. 1. Фрагмент градуировочных характеристик аппаратуры СРК-73 в СО пористости чистого песчаника, пересеченного скважиной диаметром 216 мм:

- 1 – для пресной воды; 2 – для воды с минерализацией 20 г/л;
- 3 – для нефти (дизельное топливо);
- 4 – для пресной воды с колонной 146 мм и цементом плотностью $1,9 \text{ г/см}^3$;
- 5 – для пресной воды с колонной 146 мм и гелецементом плотностью $1,5 \text{ г/см}^3$

Отделом эталонов ГУП центр метрологических исследований «Урал-Гео» выполнено сличение вторичных эталонов пористости и плотности в метрологических службах производственных геофизических предприятий в разных городах России (Когалым, Сургут, Оренбург, Ноябрьск, Нижневартовск и др.) и в г. Речица Республики Беларусь. Для сличения использован один и тот же стабильный эталонный зонд 2ННК-Т аппаратуры РК5-76 и передвижная метрологическая лаборатория на базе автомобиля «Газель».

Все стандартные образцы предприятий построены по единой технологии из одних и тех же материалов-носителей свойств – из мрамора коелгинского месторождения Челябинской области. Воспроизводимые значения коэффициента пористости и плотности пород определены на основе методики измерений этих параметров, аттестованной Уральским научно-исследовательским институтом метрологии Росстандарта.

На рис. 2 показаны результаты сличения СО пористости кальцитовых пород в различных городах.

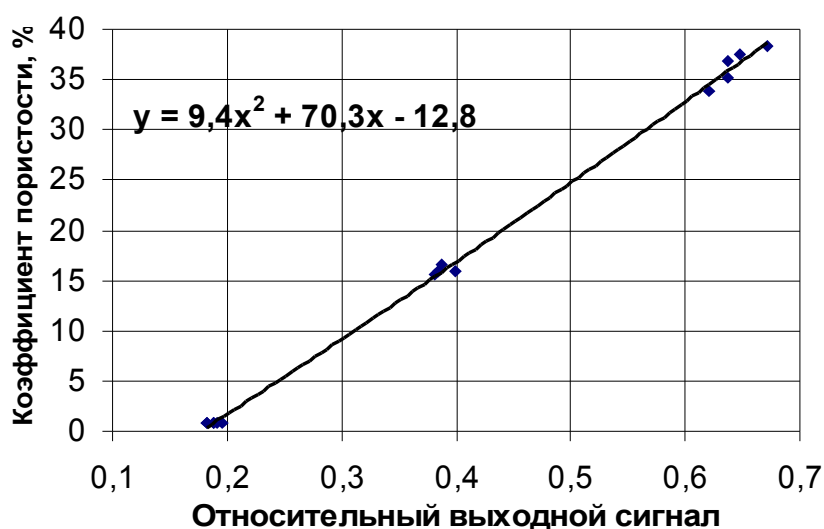


Рис. 2. Результат сличения стандартных образцов пористости кальцитовых пород в разных городах

На графике относительный выходной сигнал – отношение счета счета (частоты следования импульсов) по малому и большому зондам в СО, деленное на такое же отношение в воде. Видно, что эталоны, изготовленные в разных городах по одной и той же технологии, воспроизводят единицу коэффициента водонасыщенной пористости с разбросом абсолютной погрешности, не превышающим 0,8% (или в диапазоне $\pm 0,4\%$), что вполне допустимо для решения задач нефтепромысловой геофизики.

Единство измерений электрических параметров пластов ранее с 1986 г. поддерживалось эталоном удельного электрического сопротивления и относительной диэлектрической проницаемости в виде бассейна диаметром 8 м и глубиной 6 м, заполненным водным раствором хлористого натрия. Этот эталон использовался для воспроизведения УЭС «бесконечной» однородной среды (без скважины) для аппаратуры индукционного каротажа всех типов и для коротких градиент-зондов, включая А2М0,5N, и для зондов бокового каротажа с фокусировкой тока [6]. Однако в настоящее время из-за полного физического износа требуется создание нового эталона УЭС с пределами допускаемой относительной погрешности не

более $\pm 1\%$, включая погрешности, обусловленные ограниченными размерами бассейна.

Единство измерений акустических параметров пластов поддерживается трубными акустическими волноводами из стали, стеклопластика, асбоцемента и винипласта, воспроизводящие скорость (интервальное время) и коэффициент затухания продольных акустических волн.

Эталоны единиц толщины стенки труб и плотности вещества в затрубном пространстве для градуировки аппаратуры СГДТ и ЦМ созданы в виде стандартных образцов плотности вещества (бесконечной однородной среды плотностью 1000, 1650 и 2050 кг/м³), в которой расположены стальные трубы. Эти эталоны воспроизводят плотность вещества в затрубном пространстве стальных колонн диаметром 114, 127, 146, 168, 178, 219, 245, 324 и 430 мм, каждая из которых имеет три проточенных участка с толщиной стенки 5, 7 и 9 мм или 6, 8 и 10 мм. Таким образом, первичная градуировка и периодический метрологический контроль аппаратуры типа СГДТ и ЦМ осуществляется в девяти точках в сочетании трех толщин и трех плотностей для каждого номинального диаметра колонны. Для каждого типоразмера диаметра обсадной трубы могут быть построены шесть градуировочных характеристик: три для канала толщиномера при разных значениях плотности вещества в затрубном пространстве; три для канала интегрального плотнора при разных значениях толщины стенки трубы [6].

Для учета влияния плотности пласта горной породы созданы эталоны единиц параметров структуры «пласт-цемент-колонна» при бездефектном цементировании скважин с эксцентриситетом равным нулю.

Анализ состояния эталонной базы для промышленной геофизики показывает, что разработка, изготовление, метрологическая аттестация, поддержание стабильности эталонов во времени и их обновление являются отдельным трудоемким направлением работ по обеспечению единства и требуемой точности измерений параметров пластов и скважин в нефтегазовой отрасли. Это целая сеть технических сооружений, требующих к себе повышенного внимания и периодического сличения.

Возникает необходимость создания Российского национального центра обеспечения единства измерений. Необходима разработка единых научно-методических и технических основ обеспечения единства и требуемой точности измерений при промыслово-геофизических исследованиях. Необходимо создание большого количества высокоточных эталонов параметров пластов для разных геологических условий. Также нужны эталоны параметров скважин и их типовых дефектов.

В России до сих пор отсутствует эталонная установка, воспроизводящая параметры неоднородной среды «вода-нефть-газ» в колоннах добывающих вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин. Такая установка могла бы

способствовать появлению научно обоснованных аттестованных методик скважинных измерений параметров многофазных потоков с оценкой погрешностей их измерений [2].

Все эти задачи мог бы решать национальный центр обеспечения единства измерений, ответственный за точность исходных эталонов геофизических параметров.

Выводы

1. Единство измерений параметров нефтегазовых пластов и скважин обеспечивается системой воспроизведения и передачи единиц геофизических величин. Геофизические эталоны создаются в виде стандартных образцов состава и свойств пластов горных пород, пересеченных скважиной. Особенностью таких эталонов является то, что они воспроизводят единицы измеряемых параметров для разных геолого-технических условий и создаются для фиксированных значений параметров пластов и скважины в большом количестве. Это позволяет строить семейство индивидуальных градуировочных характеристик скважинной аппаратуры для разных геолого-технических условий с использованием стандартных образцов горных пород, пересеченных скважиной. Периодический контроль стабильности этих характеристик во времени следует выполнять с использованием имитаторов пористости применительно к одному фиксированному химическому составу и измеряемому параметру, отражающему одно свойство.

2. Для передачи единиц измеряемых параметров пластов и скважин от первичных эталонов вторичным эталонам геофизических предприятий необходим комплекс высокоточных эталонных зондов и передвижные метрологические лаборатории. Создание высокочувствительных эталонных зондов – это отдельное направление метрологии геофизических измерений для повышения точности сличения однотипных стандартных образцов горных пород, пересеченных скважиной, расположенных в разных городах, в том числе и для обеспечения сличения геофизических эталонов на международном уровне.

3. Назрела острая необходимость создания Российского национального научного центра обеспечения единства измерений, задачей которого является разработка научно-методических и технических основ обеспечения единства и требуемой точности измерений, выполняемых при поисках, разведке и разработке нефтегазовых, угольных и рудных месторождений. Такой Центр мог бы создавать высокоточные национальные эталоны параметров пластов для разных геолого-технических условий, эталоны параметров скважин разной конструкции и их типовых дефектов для геофизического контроля их технического состояния, а также эталонов многокомпонентного состава (вода, нефть, газ, примеси) газо-жидкост-

ной смеси в колонне добывающей скважины. Появилась бы возможность создания научно обоснованных методов аттестации методик скважинных измерений параметров пластов с оценкой погрешностей измерений и установления ограничений их применимости.

Литература

1. Лобанков В.М. Аттестация методик выполнения измерений параметров нефтегазовых залежей // Метрологическая служба СССР. 1983. Вып. 12. С. 16 - 21.
2. Лобанков В.М. Метрологический анализ измерений параметров нефтегазовых пластов и скважин // Геофизика. 2002. № 3. С. 73 - 77.
3. Лобанков В.М. О цели и результате измерений // Законодательная и прикладная метрология. 2010. № 6. С. 10 - 13.
4. Лобанков В.М., Святохин В.Д. Эталонные модели пластов и скважин для нефтепромысловой геофизики // Нефтегазовое дело. 2007. Том 5. № 2. С. 71 - 76.
5. Блюменцев А.М., Калистратов Г.А., Лобанков В.М., Цирульников В.П. Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1991. 266 с.
6. Широков В.Н., Лобанков В.М. Метрология, стандартизация, сертификация: Учебник. М.: МАКС Пресс, 2008. 498 с.

UNITY OF MEASUREMENTS IN OIL-FIELD GEOPHYSICS

V.M Lobankov, V.D. Svjatohin, F.I. Hatyanov, D.A. Hisaeva¹

OAO NPF "Geophysics", Ufa, Russia

e-mail: hisaeva@npf-geofizika.ru

Abstract. *The summary the condition and prospects of works on maintenance of unity and demanded accuracy of measurements of parametres of oil and gas layers and wells is considered. The description of features of the standards intended for primary graduation and periodic calibration of downhole geophysical equipment for electric, acoustic, neutron and density gamma-gamma logging, and also equipments for gamma acoustic quality assurance of cementation of oil and gas wells is given. Family of calibration characteristics of equipment neutron logging for different geologo-technical specifications, and also results of checking of standards of porosity and density in different cities of Russia and Belarus are resulted. Creation of the Russian national centre of unity maintenance for geophysical measurements is offered.*

Keywords: *acoustic control, geophysical equipment, calibration characteristics, neutron logging, oil-field geophysics, gamma-gamma logging*

References

1. Lobankov V.M. Attestatsiya metodik vypolneniya izmerenii parametrov neftegazovykh zalezhei (Attestation of methods for measuring the parameters of oil and gas deposits), *Metrologicheskaya sluzhba SSSR*, 1983, Issue 12, pp. 16 - 21.
2. Lobankov V.M. Metrologicheskii analiz izmerenii parametrov neftegazovykh plastov i skvazhin (Metrological analysis of the parameters measurements of oil and gas reservoirs and wells), *Geofizka*, 2002, Issue 3, pp. 73 - 77.
3. Lobankov V.M. O tseli i rezul'tate izmerenii (About the purpose and result of measurements), *Zakonodatel'naya i prikladnaya metrologiya*, 2010, Issue 6, pp. 10 - 13.
4. Lobankov V.M., Svyatokhin V.D. Etalonnye modeli plastov i skvazhin dlya neftepromyslovoi geofiziki (The reference models of layers and wells for oil-field geophysics), *Neftegazovoe delo – Oil and Gas Business*, 2007, Vol. 5, Issue 2, pp. 71 - 76.
5. Blyumentsev A.M., Kalistratov G.A., Lobankov V.M., Tsirul'nikov V.P. Metrologicheskoe obespechenie geofizicheskikh issledovaniy skvazhin (Metrological support for well logging). Moscow, Nedra, 1991. 266 p.
6. Shirokov V.N., Lobankov V.M. Metrologiya, standartizatsiya, sertifikatsiya: Uchebnik (Metrology, standardization and certification: A Textbook). Moscow, MAKS Press, 2008. 498 p.