



В.М. Лобанков
д-р техн. наук
ГУП Центр метрологических исследований «Урал-Гео»¹
директор
lobanov-vm@mail.ru



В.В. Лаптев
канд. техн. наук
ЕАГО²
первый вице-президент
ООО «НовТек новые технологии»³
заместитель генерального директора
по развитию геофизического приборостроения
laptev37@mail.ru

Требования к эталонам параметров пластов при оценке запасов нефти и газа

1. Государственное унитарное предприятие Центр метрологических исследований «Урал-Гео», Россия, 450095, Республика Башкортостан, Уфа, ул. Армянская, 40; 2. Евро-Азиатское геофизическое общество. ЕАГО, Россия, 115191, Москва, ул. 2-я Рощинская, 10; 3. ООО «НовТек новые технологии», Россия, 450520, Уфимский район, село Нижегородка, ул. Чапаева, 26

Оценка («подсчет») извлекаемых запасов нефти и газа на месторождениях рассмотрена как измерительный процесс, базирующийся на измерительной и метрологической деятельности геофизической и нефтяной компании на месторождениях полезных ископаемых. Отмечена сложность проблемы, обусловленной необходимостью создания большого количества эталонов параметров пластов, пересеченных скважиной, для разных геолого-технических условий измерений в скважинах на нефтяных и газовых месторождениях. Изложены основные требования к специальным эталонам пористости, нефтенасыщенности и газонасыщенности горных пород, пересеченных скважиной

Ключевые слова: геофизические исследования; метрология; эталоны пористости, эталоны нефтенасыщенности; эталоны газонасыщенности

Геофизические исследования, выполняемые при поисках, разведке и разработке нефтегазовых месторождений непосредственно связаны с измерениями параметров пластов и скважин. Измерения занимают более 90% всех геофизических работ и являются сутью нефтегазовой геологии и геофизики. Поэтому основным видом продукции геофизического сервиса является измерительная информация как продукт совместной измерительной и метро-

логической деятельности. Цель измерительной деятельности – результат измерений параметров пластов и скважин в принятых единицах, а метрологической – воспроизведение этих единиц эталонами и их передача геофизической измерительной технике.

Измерения массы нефти и объема газа в залежи

Объемный метод оценки извлекаемых запасов нефти основан на измерении геометрических

размеров залежи (площади S и эффективной толщины $h_{эф}$), коэффициента общей пористости коллектора $k_{он}$, коэффициента насыщения его нефтью k_n , коэффициента извлечения нефти из пласта $k_{ин}$ и параметра $k_{вы}$, учитывающего изменения объема нефти, перемещаемой из пластовых (естественных) условий в поверхностные (нормальные) условия.

Массу нефти $m_{ин}$, извлекаемую из пласта на земную поверхность, определяют (измеряют) косвенным методом через ее плотность $\rho_{ннц}$ в нормальных условиях и ее объем $V_{ин}$, который она принимает после ее извлечения из продуктивной части пласта на земную поверхность, по формуле:

$$m_{ин} = \rho_{ннц} \cdot V_{ин}, \quad (1)$$

где объем извлекаемой на поверхность нефти определяют по формуле:

$$V_{ин} = S_n \cdot h_{эф} \cdot k_{он} \cdot k_n \cdot k_{ин} \cdot k_{вы} \quad (2).$$

Площадь нефтеносности S_n определяется на основе геометрических построений залежи в пределах внешнего контура нефтеносности на ее плане и по карте эффективных толщин части пласта, насыщенной нефтью. Относительная погрешность измерений параметра S_n для хорошо оконтуренной скважинами залежи не превышает $\pm 10\%$. При малом количестве пробуренных скважин сведения о площади залежи весьма приближенные, и относительная погрешность может достигать $\pm 50\%$.

Плотность нефти в нормальных условиях $\rho_{ннц}$ и параметр $k_{вы}$ определяют в лабораторных условиях с приемлемой погрешностью до $\pm 5\%$. Однако при этом требуются результаты скважинных измерений температуры нефтенасыщенного пласта и пластового давления, погрешность измерений которых сравнительно мала.

Эффективную толщину $h_{эф}$ нефтенасыщенной части пласта определяют по результатам скважинных измерений с использованием средств измерений глубины и каротажных диаграмм с относительной погрешностью до $\pm 5\%$ в зависимости от мощности пласта.

Точность измерения параметра $k_{ин}$ определяется точностью измерения коэффициентов начальной и остаточной нефтенасыщенности пласта геофизическими методами.

Извлекаемые запасы газа оценивают также объемным методом или на основе измерения относительного изменения (падения) пластового давления в процессе добычи газа. Результаты скважинных измерений температуры газонасыщенного пласта и пластового

давления имеют важное значение, поскольку непосредственно входят в формулу оценки запасов газа в залежи.

В итоге показатели точности оценки потенциально извлекаемых запасов нефти или газа из разведанного продуктивного пласта зависят, главным образом, от погрешности двух измеряемых геофизическими методами параметров: коэффициента общей пористости пласта $k_{он}$ и коэффициента насыщения его нефтью k_n или коэффициента насыщения его газом k_g . Поэтому в дальнейшем будем рассматривать эталоны единиц только этих измеряемых параметров, не входящих в Международную систему единиц (СИ).

Из общей теории измерений известно, что результат измерений любой измеряемой величины представляет собой интервал, в котором могло бы оказаться ее истинное значение с заданной вероятностью [1, 4]. Следовательно, результат измерений коэффициента общей пористости пласта $k_{он}$ должен быть представлен в виде [2, 3]:

$$k_{он} = (k_{он.изм} \pm \Delta_P) \cdot \%, \quad (3)$$

где $k_{он}$ – измеряемая величина – истинное значение коэффициента общей пористости пласта; % – относительная единица этой величины; $k_{он.изм}$ – измеренное значение коэффициента общей пористости пласта; $\pm \Delta_P$ – абсолютная погрешность измерений коэффициента общей пористости пласта при доверительной вероятности P .

Результаты измерений коэффициента нефтенасыщенности пласта k_n и газонасыщенности пласта k_g должны быть представлены в виде:

$$k_n = (k_{n.изм} \pm \Delta_P) \cdot \%, \quad (4)$$

$$k_g = (k_{g.изм} \pm \Delta_P) \cdot \%, \quad (5)$$

где k_n и k_g – измеряемые величины – истинные значения коэффициентов нефтенасыщенности и газонасыщенности пласта; $k_{n.изм}$ и $k_{g.изм}$ – измеренные значения коэффициентов нефтенасыщенности и газонасыщенности пласта; $\pm \Delta_P$ – абсолютная погрешность измерений этих коэффициентов при доверительной вероятности P .

Для индивидуально градуируемой скважинной аппаратуры ее погрешность определяется преимущественно погрешностью применяемых эталонов. Требования к их метрологическим характеристикам должны быть научно обоснованы. Условия передачи единиц измеряемых геофизических величин скважинной аппаратуре, основанной на разных физических принципах, должны быть

близки к типовым скважинным (пластовым) условиям.

Требования к эталонам пористости пласта

Главным требованием к скважинным измерениям коэффициента общей пористости пласта с нормируемыми показателями точности является соответствие условий измерений и условий передачи единицы коэффициента пористости скважинной аппаратуре от эталонов пористости в пределах допускаемой погрешности.

Коэффициент общей пористости одного и того же пласта измеряют разными методами: электрическим, акустическим, нейтронным, гамма-гамма-методом. Наилучшие возможности по показателям точности измерений имеют методы ядерной геофизики – нейтронный (НК) и плотностной (ГГК). Однако это справедливо только при соблюдении указанного выше главного требования – соответствия условий измерений условиям калибровки (градуировки) аппаратуры.

Эталоны пористости для ядерно-геофизической аппаратуры должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- воспроизводить в нормальных климатических условиях не менее 3 значений коэффициента пористости в области низких значений (от 0 до 15%) и не менее 3 значений коэффициента пористости в области высоких значений (от 16 до 40%) для фиксированных типовых геолого-технических условий;

- твердая фаза вещества-носителя свойств эталона должна соответствовать или чистому песчанику, или кальциту, или доломиту;

- поровое пространство должно быть полностью заполнено либо водой с известной степенью минерализации (хлоросодержания), либо нефтью (дизельным топливом), либо газом;

- диаметр скважины должен соответствовать номинальному диаметру долота бурового инструмента, использованного при бурении исследуемой скважины;

- химический состав жидкости в скважине эталона должен соответствовать химическому составу бурового раствора, использованного при бурении исследуемой скважины;

- эталон пористости для аппаратуры нейтронного каротажа не должен содержать химических элементов с аномальным сечением захвата нейтронов;

- при выполнении измерения аппаратурой НК через обсадную колонну эталон должен воспроизводить параметры колонны

и цемента в затрубном пространстве, близкие к параметрам, соответствующим реальным условиям измерений в скважинах.

Соответственно, все указанные требования должны быть отражены в сертификате о калибровке скважинной аппаратуры, а также о месте ее размещения в скважине эталона.

В России первые образцы пористости для аппаратуры НК появились в 1956 г., а первые государственные эталоны пористости водонасыщенного кальцитового пласта, пересеченного скважиной диаметром 196 ± 1 мм, с нулевым хлоросодержанием в пласте и скважине были построены в 1980 г. в виде стандартных образцов состава и свойств горных пород, пресеченных скважиной. Они воспроизводили единицу коэффициента пористости водонасыщенного пласта только для указанных фиксированных условий. Для других геолого-технических условий нужны были другие эталоны единицы коэффициента общей пористости. Позднее был создан комплекс из 24 эталонов пористости и плотности песчаных и кальцитовых водонасыщенных и газонасыщенных пород, пересеченных скважинами диаметром 124 ± 1 мм, 156 ± 1 мм, 216 ± 1 мм и 295 ± 1 мм, в том числе с минерализацией 150 ± 2 г/л и 200 ± 2 г/л, содержание хлора в скважине нулевое. Строительство эталонов пористости водонасыщенных доломитовых пластов пока не завершено.

Требования к эталонам нефтенасыщенности пласта

Требование соответствия условий измерений и условий передачи единицы коэффициента нефтенасыщенности от эталонов скважинной аппаратуре электрического и кислород-углеродного каротажа является важным – как общее требование к любой измеряемой величине с использованием скважинной аппаратуры.

Эталоны нефтенасыщенности для ядерно-геофизической аппаратуры должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- воспроизводить в нормальных климатических условиях не менее 5 значений коэффициента нефтенасыщенности в диапазоне от 0 до 100% для фиксированных типовых геолого-технических условий;

- твердая фаза вещества-носителя свойств эталона должна соответствовать или чистому песчанику, или кальциту, или доломиту;

- поровое пространство эталона, воспроизводящего коэффициент нефтенасыщенности более 0 и менее 100%, должно быть полностью заполнено стабильной водонефтяной эмульсией;

- диаметр скважины должен соответствовать ее номинальному диаметру;

- химический состав жидкости в скважине эталона должен соответствовать химическому составу бурового раствора;

- эталон не должен содержать химических элементов с аномальным сечением захвата нейтронов;

- при выполнении измерения аппаратурой НК через обсадную колонну эталон должен воспроизводить параметры колонны и цемента в затрубном пространстве, близкие к параметрам, соответствующим реальным условиям измерений в скважинах.

Эталоны нефтенасыщенности для аппаратуры индукционного каротажа должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- воспроизводить в нормальных климатических условиях не менее 5 значений коэффициента нефтенасыщенности в диапазоне от 5 до 90% для фиксированных типовых геолого-технических условий;

- поровое пространство должно быть полностью заполнено стабильной водонефтяной эмульсией;

- диаметр скважины должен соответствовать ее номинальному диаметру;

- удельная электрическая проводимость жидкости в скважине эталона должна соответствовать удельной электрической проводимости бурового раствора;

- диаметр эталона должен быть таким, чтобы влияние его ограниченных размеров не вызывало существенной погрешности воспроизведения удельной электрической проводимости пласта.

В России первые эталоны пористости нефтенасыщенного песчаного пласта, пересеченного скважиной диаметром 216 ± 1 мм, с нулевым хлоросодержанием в скважине были построены в 2000 г. в виде стандартных образцов состава и свойств горных пород. Они воспроизводили для аппаратуры НК коэффициент нефтенасыщенности песчаного пласта 100%. Другие эталоны нефтенасыщенности для измерения коэффициента текущей и остаточной нефтенасыщенности находятся в разработке.

Создание эталонов трещинного типа пористости вызывает существенные трудности и находится в стадии научного поиска.

Выводы

1. Оценка запасов нефти и газа геофизическими методами связана с осуществлением одновременно измерительной и метрологической

деятельности. Первая выполняется с целью получения результатов измерений параметров пластов, а вторая – с целью обеспечения единства и требуемой точности измерений параметров пластов геофизическими методами.

2. Метрологическая деятельность в геофизике включает научное обоснование, создание и хранение первичных эталонов единиц геофизических величин и передачу этих единиц скважинной геофизической аппаратуре через калибровку и поверку применительно к типовым геолого-техническим условиям.

3. «Подсчет» извлекаемых запасов нефти или газа на любом месторождении фактически является косвенным измерением массы нефти или объема газа на основе измерений площади залежи, эффективной толщины пласта, коэффициента общей пористости пласта, коэффициентов его нефтенасыщенности или газонасыщенности, коэффициента извлечения нефти (КИН) или газа (КИГ).


Измерения занимают более 90% всех геофизических работ и являются сутью нефтегазовой геологии и геофизики

4. Условия скважинных измерений коэффициента пористости пластов должны быть максимально приближены к условиям передачи единиц ядерно-геофизической аппаратуре (НК и ГГК) от эталонов. Эталон пористости должно быть много и они должны создаваться применительно к разным типовым скважинным условиям в зависимости от номинального диаметра скважины, минералогического состава пласта (песчаник, кальцит, доломит) и от вещества-заполнителя порового пространства (вода разной степени минерализации, нефть, газ, глина разного химического состава). Эталон пористости должны быть едиными для разных методов измерений, включая нейтронный и гамма-гамма метод.

5. Условия скважинных измерений коэффициента нефтенасыщенности (газонасыщенности) пластов должны быть максимально приближены к условиям передачи единиц скважинной аппаратуре от эталонов единиц измеряемых величин. Эталон нефтенасыщенности и газонасыщенности пластов с разными значениями коэффициента общей пористости для ядерно-геофизической аспа-

ратуры должны позволять строить градуировочные характеристики аппаратуры в виде функции двух переменных относительного выходного сигнала и коэффициента общей пористости.

6. Наличие эталонов пористости, нефтенасыщенности и газонасыщенности опре-

деляет область технической компетентности геофизической компании при оказании измерительных геофизических услуг для оценки запасов нефти и газа, а также при измерении коэффициентов текущей и остаточной нефтенасыщенности и газонасыщенности в процессе выработки пласта. 

Литература

1. Кузнецов В.А., Исаев Л.К., Шайко И.А. Метрология. М.: ФГУП Стандартиформ, 2005. 300 с.
2. Лобанков В.М. Основы метрологии геофизических измерений. Учебное пособие. Уфа: Новый стиль, 2011. 144 с.
3. Лобанков В.М. О цели и результате измерений // Законодательная и прикладная метрология. 2010. № 6. С 9–14.
4. Taylor, John R. An introduction to error analysis. The study of uncertainties in physical measurements / Second edition. University Science Book. Sausalito, California. 1997.

UDC 006.91;553.04

V.M. Lobankov, doctor of technical sciences, director Center of metrological research "Ural-Geo"¹, lobankov-vm@mail.ru
V.V. Laptsev, Ph.D., first vice-president EAGS², deputy director general for development of the geophysical instrument LLC "NovTek new technologies"³, laptsev37@mail.ru

1. State unitary enterprise Center of metrological research "Ural-Geo", Armianskaia street, 20, Ufa, Republic of Bashkortostan, 450095, Russia;
2. Euro-Asian Geophysical Society. EAGS, 2nd Roshchinskaya street, 10, Moscow, 115191, Russia;
3. LLC "NovTek new technologies", Chapaev street, 26, village Nizhegorodka, Ufa district, 450520, Russia;

Requirements for standards formation parameters in assessing oil and gas reserves

Abstract: Evaluation of oil and gas geophysical methods related to the implementation of both the measurement and metrology. First performed in order to obtain the results of measurements of parameters of layers, and the second – to ensure the unity and the required accuracy of measurements of parameters of layers by geophysical methods. Metrological activities in geophysics involves the scientific study, creation and storage of primary measurement standards of geophysical variables and transfer of units of borehole geophysical equipment through the calibration and verification with respect to the standard geological and technical conditions. "Count" recoverable oil or gas in any field is actually an indirect measurement of the mass of the oil or gas volume on the basis of the measurement area of the deposit, the effective thickness of the formation ratio of the total porosity of the formation, its coefficient of oil saturation and gas saturation, recovery rates of oil or gas. Terms of downhole measurements of porosity reservoirs factor should be as close as possible to the conditions of the transfer of nuclear-geophysical equipment from the standards. The benchmark should be a lot of porosity and must be created with regard to various types of downhole conditions, depending on the nominal diameter of the well, the mineralogical composition of the formation (sandstone, calcite, dolomite) and the substance-aggregate pore space (different degree of mineralization of water, oil, gas, clay different chemical composition). Standards of porosity must be uniform for the different measurement methods, including neutron and gamma-gamma method. Terms of borehole measurements oil saturation coefficient (gas saturation) layers should be as close as possible to the conditions of the transfer of units from the downhole equipment standards of units of the measured values. Standards of oil saturation and reservoir gas saturation with different values for the total porosity ratio of nuclear geophysical instruments should allow the equipment to build the calibration characteristics as a function of two variables, the relative ratio of the output signal and the total porosity. Have standards porosity, oil saturation, gas saturation defines the area of technical competence in the provision of geophysical measurement of geophysical services for the evaluation of oil and gas, as well as the measurement of the coefficient of current and residual oil saturation in the reservoir development.

Keywords: geophysical surveys; metrology; standards porosity, oil saturation standards; standards of gas saturation

References

1. Kuznetsov V.A., Isaev L.K., Shaiko I.A. *Metrologiia* [Metrology]. Moscow, FGUP Standartinform Publ., 2005. 300 p.
2. Lobankov V.M. *Osnovy metrologii geofizicheskikh izmerenii* [Fundamentals of metrology geophysical measurements]. Ufa, Novyi stil' Publ., 2011. 144 p.
3. Lobankov V.M. O tseli i rezul'tate izmerenii [On the purpose and results of measurements]. *Zakonodatel'naia i prikladnaia metrologiia*, 2010, no. 6, pp. 9–14.
4. Taylor, John R. An introduction to error analysis. The study of uncertainties in physical measurements. Second edition. University Science Book. Sausalito, California. 1997.