ВЛИЯНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ХЛОРИСТОГО НАТРИЯ В ПЕСЧАНОМ ПЛАСТЕ И В СКВАЖИНЕ НА ПОКАЗАНИЯ АППАРАТУРЫ НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА

EFFECT OF SODIUM CHLORIDE CONCENTRATION IN SAND BED AND WELL ON THE INDICATION OF NEUTRON LOGGING INSTRUMENTS

Валид Халед Алхашман
Walid Khaled Alkhashman

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

В. М. Лобанков
Valery M. Lobankov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Требования к точности и достоверности результатов скважинных геофизических измерений коэффициента пористости на нефтегазовых месторождениях постоянно возрастают. Исследования влияния хлора на показания аппаратуры нейтронного каротажа с разными типами зондов проводились методами математического моделирования. Экспериментальная оценка одновременного влияния концентрации хлористого натрия в пласте и в скважине на показания нейтронных приборов не проводилась.

Приведены описание конструкции экспериментальной насыпной модели пористого водонасыщенного песчаного пласта (состава стандартного образца и свойств песчаной горной породы), пересеченного скважиной, созданной для изучения влияния концентрации хлористого натрия в пласте и в скважине на показания аппаратуры нейтронного каротажа с различными зондами, а также результаты метрологических исследований созданной модели. Особенностью конструкции модели является имитатор скважины, изготовленный в виде цилиндрического стеклопластикового стакана и установленный коаксиально в цилиндрическом корпусе из нержавеющей стали. Носителями свойств модели являются кварцевый щебень и водный раствор хлористого натрия (NaCl) в его поровом пространстве.

Воспроизводимое значение коэффициента пористости модели с учетом неоднородности засыпки щебня $0,353 \pm 0,002$ с вероятностью 1 определено объемным и весовым способами в нормальных условиях песчаного пласта, поровое пространство которого заполнено пресной питьевой водой.

Приведены результаты экспериментальных исследований влияния водного раствора NaCl в песчаном пласте и в скважине с концентрациями 50, 100, 150 и 200 г/л на показания аппаратуры нейтронного каротажа ПРКЛ с зондом НГК, РК5-76 с зондом ННК-Т и СРК-1 с зондом ННК-НТ с использованием индивидуальных калибровочных функций (КФ). КФ были построены на эталонах пористости песчаных водонасыщенных пород с нулевой концентрацией NaCl в Центре метрологических исследований «Урал-Гео». Приведены поправочные функции (ПФ) в виде зависимости поправки к показаниям аппаратуры РК5-76 и ПРКЛ от концентрации NaCl в пласте при фиксированной концентрации скважине или от концентрации NaCl в скважине при фиксированной концентрации в пласте. Полученные результаты могут быть использованы при разработке методик выполнения скважинных геофизических измерений коэффициента пористости пластов горных пород в типовых геолого-технических условиях.

Ключевые слова

геофизика; пласт;
скважина; пористость;
нейтронный каротаж; хлор;
поправка; погрешность

The requirements to the accuracy and reliability of the results of borehole geophysical measurements of the porosity coefficient in oil and gas fields are constantly increasing. Studies of the influence of chlorine on the readings of neutron logging equipment with different types of probes were carried out by mathematical modeling methods. Experimental evaluation of the simultaneous effect of sodium chloride concentration in the reservoir and in the well on the readings of neutron devices has not been carried out.

A design description of the experimental bulk model of a porous water-saturated sand formation (a standard sample composition and properties of sand rock) crossed by a well created to study the effect of sodium chloride concentration in the formation and in the well on the readings of neutron logging equipment with various probes, as well as the results of metrological studies of the created model are given. A feature of the model design is the well simulator, made in the form of a cylindrical fiberglass cup and installed coaxially in a cylindrical stainless steel housing. The carriers of the model properties carriers are quartz gravel and an aqueous solution of sodium chloride (NaCl) in its pore space.

Reproducible values of porosity model taking into account heterogeneity of crushed stone backfill (0.353 ± 0.002) with probability 1 defined by volumetric and gravimetric methods under normal conditions, the sandy layer, pore space which is filled with fresh drinking water.

The results of experimental studies of the effect of aqueous NaCl solution in a sand formation and in a well with concentrations of 50, 100, 150 and 200 g/l on the indication of neutron logging equipment PRKL with probe NGK, RK5-76 with probe NNK-T and SRK-1 with probe NNK-NT using individual calibration functions (CF). CF were built on the porosity standards of sandy water-saturated rocks with zero NaCl concentration in the Center of metrological research «Ural-Geo». Correction functions (CF) are given as a dependence of the correction to the readings of the equipment RK5-76 and PRKL on the concentration of NaCl in the formation at a fixed concentration in the well or on the concentration of NaCl in the well at a fixed concentration in the formation. The obtained results can be used in the development of techniques for performing downhole geophysical measurements of the porosity coefficient of rock formations in typical geological and technical conditions.

Введение

Основной задачей геофизических исследований в скважинах (ГИС) является получение достоверной количественной информации о свойствах и составе горных пород в разрезах нефтяных и газовых скважин. Данные ГИС широко используются при поисках и разведке месторождений нефти и газа, оценке их запасов и контроле их разработки. Требования к точности и достоверности результатов геофизических измерений в скважинах постоянно возрастают, особенно на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти [1].

Одной из основных измеряемых величин при проведении ГИС в нефтегазовых скважинах является коэффициент пористости пласта (K_n). Его определяют преимущественно методом прямых измерений аппаратурой стационарного нейтронного каротажа (НК) и (или) методом косвенных измерений аппаратурой плотностного гамма-гамма-каротажа (ГГК) и акустического каротажа (АК) [2, 3].

Key words

geophysics; formation; well; porosity; neutron logging; chlorine; correction; error

На показания аппаратуры НК с зондами нейтронного гамма-каротажа (НГК) и нейтрон-нейтронного каротажа (ННК) по тепловым нейтронам (ННК-Т) и надтепловым нейтронам (ННК-НТ) оказывают влияние множество факторов. Поэтому калибровочные функции (КФ) строят для типовых нормальных условий (НУ), определяемых типовыми геолого-техническими условиями (ГТУ).

Для аппаратуры НК с разными зондами для типовых НУ строят семейство КФ в виде зависимости K_n от относительного выходного сигнала при различных сочетаниях влияющих факторов: минерального состава скелета (песчаник, кальцит, доломит); флюида в порах пласта (газ, нефть, вода); глина в порах пласта (каолинит, монтмориллонит, гидрослюда); диаметра скважины (124, 196, 216 мм) и вещества в ней (вода, глинистый раствор, минерализованный раствор) [4].

Система метрологического обеспечения (МО) аппаратуры НК предусматривает в каче-

стве эталонов монолитные и насыпные модели пористых пластов (стандартные образцы состава и свойств горных пород), пересеченных скважинами разных диаметров. Поскольку КФ аппаратуры НК нелинейные, то для каждого сочетания влияющих величин, определяющих рабочие ГТУ, требуется минимум три эталона, воспроизводящих разные значения K_n . В эталонах, содержащих в поровом пространстве воду, требуется минимум три значения концентрации хлористого натрия, одно из которых может быть 0 г/л. С учетом сочетания указанных влияющих факторов общее количество эталонов пористости для ядерно-геофизической измерительной техники должно быть не менее 63. Вещество в скважине каждого из этих эталонов должно быть сменным и выбираться из ряда: 1) стандартный глинистый раствор разной плотности; 2) баритовый раствор; 3) вода пресная; вода с минерализацией 100 г/л; 4) вода с минерализацией 200 г/л; 5) стандартный раствор на нефтяной основе [3, 4].

Целью данной работы является экспериментальное определение степени влияния концентрации хлористого натрия (NaCl) в водном растворе, находящегося в поровом пространстве песчаного пласта и в скважине в разном их сочетании, на показания аппаратуры НК при измерении коэффициента общей пористости породы зондами НГК и ННК. Для достижения этой цели требуется обоснование параметров и создание экспериментальной модели пласта для наиболее распространенных типовых ГТУ. Модель должна позволять изменять концентрацию NaCl в поровом пространстве и в скважине, выполнять измерения коэффициента общей пористости аппаратурой НК с зондами разных модификаций (НГК, ННК-Т, ННК-НТ). По полученным экспериментальным данным требуется построить поправочные функции (ПФ) к показаниям аппаратуры в конкретных выбранных ГТУ и создать технологию для построения ПФ в любых других типовых ГТУ нефтегазовых месторождений.

Экспериментальная модель пористого пласта

При планировании эксперимента необходимо обосновать требования к параметрам модели пласта, пересеченного скважиной. Для исключения влияния краевых эффектов диаметр корпуса модели должен быть не менее 1400 мм и высота засыпки носителя свойств не менее 1200 мм. Для обеспечения

высокой проницаемости вещества и возможности быстрого заполнения и слива водного раствора NaCl следует использовать кварцевый щебень с размерами фракций от 10 до 20 мм с ожидаемым значением K_n в интервале от 33 % до 38 %.

Схема и конструктивные особенности модели показаны на рисунке 1.

Имитатор стенки скважины был изготовлен в ЦМИ «Урал-Гео» из стеклоленты на эпоксидной основе в виде цилиндрического стакана высотой 2000 мм с внутренним диаметром (216 ± 1) мм и толщиной стенки $(1,8 \pm 0,2)$ мм и установлен коаксиально на дно корпуса модели диаметром 1450 мм и высотой 1600 мм.

Оценка влияния имитатора на показания аппаратуры НК выполнена в емкости с питьевой водой без имитатора и с имитатором на стенке зонда НК. Разность в показаниях в пересчете на коэффициент пористости не превысила 0,1 %.

Модель со скважиной была заполнена водой общим объемом 1700 л с помощью 100-литрового мерника 2-го разряда с допускаемой основной абсолютной погрешностью $\pm 0,02$ л. По уровню залитой воды на внутреннюю поверхность корпуса модели была нанесена яркая технологическая линия, до которой планировалась засыпка кварцевого щебня.

Щебень предварительно был промыт водопроводной водой и высушен. Каждая навеска кварцевого щебня в диапазоне от 16 до 18 кг вместе с ведром была взвешена на электронных весах с допускаемой абсолютной погрешностью $\pm 0,02$ кг (относительная погрешность менее $\pm 0,12$ %) и равномерно засыпана в корпус модели пласта. Щебень тщательно был утрамбован. Общая масса засыпанного в корпус модели щебня до уровня контрольной отметки равна 2901 ± 7 кг. Общий объем воды в поровом пространстве модели равен $(600,5 \pm 1,2)$ л.

Оценка воспроизводимого значения коэффициента пористости пласта

Воспроизводимое значение коэффициента пористости определено объемным и весовым способами [2, 5].

В первом случае K_n определим как отношение объема воды $V_{\text{пор}}$, залитого в поровое пространство эталона, к общему объему (V) всей засыпанной породы в корпус модели до уровня контрольной отметки по следующей формуле:

Рисунок 1. Схема и конструктивные особенности модели пласта с переменной концентрацией NaCl в пласте и в скважине

$$K_{\Pi} = \frac{V_{\text{пор}}}{V} = \frac{600,5}{1700} = 0,3532.$$

Оценку абсолютной погрешности при доверительной вероятности, близкой к 1, найдем по формуле:

$$\Delta K_{\Pi} = \pm K_{\Pi} \cdot \sqrt{2 \cdot (\delta V_{\text{мер}})^2} =$$

$$= \pm 0,3532 \sqrt{2 \cdot 0,002^2} = \pm 0,001,$$

где $\delta V_{\text{мер}}$ — допускаемая относительная погрешность мерника $\pm 0,2\%$.

С учетом незначительного влияния неровности уровня засыпки и неоднородности вещества вблизи скважины воспроизводимое значение K_{Π} с вероятностью 1 может находиться в пределах $(35,3 \pm 0,2)\%$.

Во втором случае определение коэффициента пористости выполнялось методом косвенных измерений по следующей формуле:

$$K_{\Pi} = \left(\frac{\rho_{\text{кварц}} - \rho_{\text{изм}}}{\rho_{\text{кварц}} - \rho_{\text{вода}}} \right),$$

где $\rho_{\text{кварц}}$ — плотность кварца (кварцевого щебня) при температуре 20°C , равная $2650 \pm 5 \text{ кг/м}^3$; $\rho_{\text{изм}}$ — измеренное значение плотности кварцевого щебня с водой; $\rho_{\text{вода}}$ — плотность воды при температуре 24°C , равная $(997 \pm 1) \text{ кг/м}^3$.

Измеренное значение плотности $\rho_{\text{изм}}$ определили по формуле:

$$\rho_{\text{изм}} = \frac{M_{\text{кварц}} + M_{\text{вода}}}{V} = \frac{2901 + 599}{1,7} = 2059 \text{ кг/м}^3,$$

где $M_{\text{кварц}}$ — масса твердой фазы модели, равная $(2901 \pm 3) \text{ кг}$; $M_{\text{вода}}$ — масса воды в порах модели, равная $(997 \cdot 0,6005) = (599 \pm 1) \text{ кг}$.

Определим воспроизводимое числовое значение коэффициента пористости:

$$K_{\Pi} = \left(\frac{2650 - 2059}{2650 - 997} \right) = 0,357.$$

Полученное значение $K_{\Pi} = 0,357$ методом косвенных измерений незначительно отличается от значения $K_{\Pi} = 0,353$, полученного объемным методом (0,004). Следовательно, за результат измерений K_{Π} принимаем интервал $(35,3 \pm 0,2)\%$ с вероятностью 1.

Методика измерений аппаратурой НК при изменении концентрации NaCl в пласте и в скважине

Для оценки влияния концентрации NaCl в скважине на измерения коэффициента пористости пласта аппаратурой НК с зондами НГК, НК-Т и НК-НТ были приготовлены 4 емкости вместимостью по 60 л с водным раствором NaCl с концентрациями 50, 100, 150 и 200 г/л [6, 7].

Измерения выполнялись аппаратурой ПРКЛ с зондом НГК, РК5-76 с зондом НК-Т и СРК-1 с зондом НК-НТ с КФ, построенными на эталонах пористости песчаных водонасыщенных пород с нулевой концентрацией NaCl.

Сначала были выполнены измерения K_{Π} всеми приборами при нулевой концентрации NaCl в пласте и в скважине для получения базовых значений K_{Π} , относительно которых оценивались изменения от влияния хлора.

Затем были выполнены измерения K_{Π} всеми приборами при нулевой концентрации

NaCl в пласте при каждом фиксированном значении концентрации NaCl в скважине. С помощью насоса выкачивался из скважины водный раствор NaCl меньшей концентрации и заливался раствор большей концентрации.

Далее были выполнены измерения K_n всеми приборами при концентрации NaCl 50 г/л в пласте при каждом фиксированном

значении концентрации NaCl в скважине. Цикл измерений повторен для содержания NaCl в пласте 100 и 150 г/л.

Поправки к показаниям приборов РК5-76 (зонд ННК-Т) и ПРКЛ (зонд НГК) в зависимости от содержания NaCl в пласте и в скважине представлены в таблице 1.

Таблица 1. Поправки к показаниям приборов РК5-76 (зонд ННК-Т) и ПРКЛ (зонд НГК) в зависимости от содержания NaCl в пласте и в скважине

NaCl в пласте, г/л	NaCl в скважине, г/л	РК5-76, зонд ННК-Т K_n , %	Поправка к РК5-76, %	ПРКЛ-73, зонд НГК K_n , %	Поправка к ПРКЛ-73, %
0	0	35,52	0	35,43	0
0	50	36,69	-1,17	31,470	3,96
0	100	37,21	-1,69	29,460	5,97
0	150	37,43	-1,90	28,406	7,03
0	200	37,47	-1,95	—	—
50	0	36,80	-1,27	30,910	4,51
50	50	37,59	-2,07	26,580	8,86
50	100	38,00	-2,48	24,674	10,75
50	150	38,32	-2,80	23,570	11,86
50	200	38,34	-2,83	—	—
100	0	37,02	-1,50	29,270	6,15
100	50	37,84	-2,32	25,280	10,15
100	100	38,33	-2,81	23,770	11,66
100	150	38,53	-3,01	22,410	13,02
100	200	38,60	-3,07	—	—
150	0	37,11	-1,58	27,840	7,59
150	50	37,981	-2,46	23,770	11,66
150	100	38,44	-2,92	22,440	12,99
150	150	38,68	-3,16	21,430	14,00
150	200	38,73	-3,21	—	—

Представленные в таблице 1 данные позволяют использовать их для коррекции показаний аппаратуры НК с зондами НГК и ННК-Т при выполнении измерений K_n в высокопористых песчаных пластах, пересеченных скважинами диаметром 216 мм.

Поправочные функции к показаниям аппаратуры НК при изменении концентрации NaCl в пласте и в скважине

Для учета влияния концентрации хлористого натрия в пласте и скважине удобно использовать поправочные функции к показаниям соответствующей однотипной аппаратуры НК [8].

Графики зависимости поправки к показаниям аппаратуры РК5-76 от концентрации NaCl в скважине при разных концентрациях NaCl в пласте с $K_n=35,3\%$ представлены на рисунке 2.

Из графиков на рисунке 2 видно, что для зонда ННК-Т характерно завышение измерен-

ных значений K_n . Причем, влияние аномальных свойств хлора сильно проявляется при его малой концентрации как в пласте, так и в скважине. При повышении концентрации хлора в пласте и скважине поправочные кривые выполаживаются и асимптотически приближаются к своей константе в зависимости от концентрации хлора в пласте. Завышение показаний происходит в результате того, что относительный выходной сигнал возрастает из-за уменьшения частоты следования импульсов на дальнем детекторе; так, тепловые нейтроны поглощаются хлором, не долетая до дальнего детектора, в то время как на ближнем детекторе они продолжают регистрироваться.

Графики зависимости поправки к показаниям аппаратуры ПРКЛ-73 от концентрации NaCl в скважине при разных концентрациях NaCl в пористом пласте ($K_n=35,3\%$) представлены на рисунке 3.

Рисунок 2. Графики зависимости поправки к показаниям аппаратуры РК5-76 от концентрации NaCl в скважине при разных концентрациях NaCl в пласте с $K_n=35,3\%$

Рисунок 3. Графики зависимости поправки к показаниям аппаратуры ПРКЛ-73 от концентрации NaCl в скважине при разных концентрациях NaCl в пласте с $K_n=35,3\%$

Из графиков рисунка 3 видно, что для зонда НГК характерно занижение измеренных значений K_n при появлении хлора в пласте и скважине. Причем, влияние аномальных свойств хлора сильно проявляется при его малой концентрации как в пласте, так и в скважине. При повышении концентрации хлора в пласте и скважине поправочные кривые выполаживаются и также асимптотически приближаются к своей константе в зависимости от концентрации хлора в пласте. Занижение

показаний происходит в результате того, что количество гамма-квантов в счетчике возрастает в результате образования гамма-квантов при захвате тепловых нейтронов ядрами хлора [9, 10].

Графики зависимости поправки к показаниям аппаратуры РК5-76 от концентрации NaCl в пласте ($K_n=35,3\%$) при разных концентрациях NaCl в скважине представлены на рисунке 4.

Рисунок 4. Графики зависимости поправки к показаниям аппаратуры РК5-76 от концентрации NaCl в пласте с $K_n=35,3\%$ при разных концентрациях NaCl в скважине

Рисунок 5. Графики зависимости поправки к показаниям аппаратуры ПРКЛ-73 от концентрации NaCl в пласте с $K_n=35,3\%$ при разных концентрациях NaCl в скважине

Графики зависимости поправки к показаниям аппаратуры ПРКЛ-73 от концентрации NaCl в пласте с $K_n=35,3\%$ при разных концентрациях NaCl в скважине представлены на рисунке 5.

Выводы

1. Влияние хлора в пласте и в скважине на показания аппаратуры нейтронного каротажа НК с зондами ННК-Т и НГК велико, его следует корректировать путем введения поправок с использованием поправочных функций, предварительно оценив концентрацию хло-

рида натрия в поровом пространстве пласта и в промывочной жидкости в скважине.

2. При измерении коэффициента пористости K_n аппаратурой РК5-76 с зондом ННК-Т наблюдается завышение измеренных значений K_n при увеличении концентрации хлорида натрия в скважине и пласте; при концентрации NaCl в скважине до 150 г/л показания могут быть завышены на 1,5 %, а при добавлении такой же концентрации NaCl в пласт завышение показаний может превысить 3 %.

3. При измерении K_n аппаратурой ПРКЛ-73 с зондом НГК наблюдается заниже-

ние измеренных значений K_n при увеличении концентрации NaCl в скважине и пласте; при концентрации NaCl в скважине до 150 г/л показания могут быть завышены на 7 %. При добавлении такой же концентрации NaCl в пласт завышение показаний может превысить 14 %, что при измеренном значении K_n около 35 % относительная погрешность может достигать 40 %.

4. При уменьшении измеренного значения K_n поправки за влияние хлора в пласте на по-

казания аппаратуры НК уменьшаются, но в целом влияние хлора в скважине остается достаточно высоким.

5. Построение семейства поправочных функций к показаниям аппаратуры НК с разными модификациями зондов позволит на нефтегазовых месторождениях существенно повысить показатели точности измерений коэффициента пористости песчаных, кальцитовых и доломитовых коллекторов, пересеченных скважинами разных диаметров.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ Р 53709-2009. Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования. М.: Стандартинформ, 2009. 20 с.

2. Алхашман В.Х., Мамонтов Н.М. Состояние измерений коэффициента пористости горных пород аппаратурой нейтронного каротажа // Трудноизвлекаемые запасы нефти и газа 2019: сб. тр. конф. Уфа: Нефтегазовое дело, 2019. С. 19–20.

3. Велиев Р.Г. Определение коэффициента пористости пород продуктивного углеводородного пласта // Научные достижения и открытия 2019: сб. тр. конф. Пенза: Наука и просвещение, 2019. С. 50–55.

4. Fundamentals of Fluid Flow in Porous Media // PERM Inc. URL: <https://perminc.com/resources/fundamentals-of-fluid-flow-in-porous-media/chapter-2-the-porous-medium/porosity/well-logging-porosity> (дата обращения: 12.11.2019).

5. Лобанков В.М., Святохин В.Д., Хатъянов Ф.И., Хисаева Д.А. Единство измерений в нефтепромысловой геофизике // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012. № 1. С. 353–359. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Lobankov/Lobankov_1.pdf (дата обращения: 14.11.2019).

6. Лысенков В.А. Геологические основы и результаты применения хлорного каротажа // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2007. № 5 (70). С. 62–70.

7. Бубеев А.А., Велижанин В.А., Лобода Н.Г., Мызников Ю.Г. Влияние галита на результаты определения пористости по данным нейтронного каротажа аппаратурой СРК-76 // Каротажник. 2012. № 5 (215). С. 83–96.

8. Czubek Jan A. Neutron Logging Tool Readings and Neutron Parameters of Formations // Applications of Nuclear Techniques: Neutrons and their Applications: Proceedings 4th International Conference. Crete, Greece. 1994. URL: <https://www.spiedigitallibrary.org/conference-proceedings-of-spice/2339/1/Neutron-logging-tool-readings-and-neutron-parameters-of-formations/10.1117/12.204190.short?SSO=1> (дата обращения: 16.11.2019). DOI: 10.1117/12.204190.

9. Gilchrist W.A. Compensated Neutron Log Response Issues // Petrophysics. 2009. Vol. 50. Issue 5. P. 416–426.

10. Peng R., Di B., Glover P.W.J., Wei J., Lorinczi P., Ding P., Liu Z., Zhang Y., Wu M. The Effect of Rock Permeability and Porosity on Seismoelectric Conversion: Experiment and Analytical Modeling // Geophysical Journal

International. 2019. Vol. 219. Issue 1. P. 328–345. DOI: 10.1093/gji/ggz249.

REFERENCES

1. GOST R 53709-2009. *Skvazhiny neftyanye i gazovye. Geofizicheskie issledovaniya i raboty v skvazhinakh. Obshchie trebovaniya* [State Standard R 53709-2009. Oil and Gas Wells. Geophysical Researches and Works in Wells. General Requirements]. Moscow, Standartinform Publ., 2009. 20 p. [in Russian].

2. Alkhashman V.Kh., Mamontov N.M. Sostoyanie izmerenii koeffitsienta poristosti gornyx porod apparaturai neitronnogo karotazha [The State of Measurements of the Coefficients of Porosity of Rocks of Neutron Logging]. *Sbornik trudov konferentsii «Trudnoizvlekaemye zapasy nefti i gaza 2019»* [Proceedings of the Conference «Hard-to-Recover Oil and Gas Reserves 2019»]. Ufa, Neftegazovoe delo Publ., 2019, pp. 19–20. [in Russian].

3. Veliev R.G. Opredelenie koeffitsienta poristosti porod produktivnogo uglevodorodnogo plasta [Determination of the Porosity Coefficient of Rocks of a Productive Hydrocarbon Reservoir]. *Sbornik trudov konferentsii «Nauchnye dostizheniya i otkrytiya 2019»* [Proceedings of the Conference «Scientific Achievements and Discoveries 2019»]. Penza, Nauka i prosveshchenie Publ., 2019, pp. 50–55. [in Russian].

4. Fundamentals of Fluid Flow in Porous Media. PERM Inc. Available at: <https://perminc.com/resources/fundamentals-of-fluid-flow-in-porous-media/chapter-2-the-porous-medium/porosity/well-logging-porosity> (accessed 12.11.2019).

5. Lobankov V.M., Svyatokhin V.D., Khat'yanov F.I., Khisaeva D.A. Edinstvo izmerenii v neftepromyslovoi geofizike [Unity of Measurements in Oil-Field Geophysics]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» — Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2012, No. 1, pp. 353–359. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Lobankov/Lobankov_1.pdf (accessed 14.11.2019). [in Russian].

6. Lysenkov V.A. Geologicheskie osnovy i rezul'taty primeneniya khlornogo karotazha [Geological Basis and Results of the use of Chlorine Logging]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii — Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2007, No. 5 (70), pp. 62–70. [in Russian].

7. Bubeev A.A., Velizhanin V.A., Loboda N.G., Myznikov Yu.G. Vliyanie galita na rezul'taty opredeleniya poristosti po dannym neitronnogo karotazha apparaturai

SRK-76 [A Halite Effect on the Results of Porosity Evaluation from Neutron Logs by an SRK-76 Tool]. *Karotazhnik* — *Karotazhnik*, 2012, No. 5 (215), pp. 83-96. [in Russian].

8. Czubek Jan A. Neutron Logging Tool Readings and Neutron Parameters of Formations. Proceedings 4th International Conference «Applications of Nuclear Techniques: Neutrons and their Applications». Crete, Greece, 1994. Available at: <https://www.spiedigitallibrary.org/conference-proceedings-of-spice/2339/1/Neutron-logging-tool-readings-and-neutron-parameters-of->

[formations/10.1117/12.204190.short?SSO=1](https://www.spiedigitallibrary.org/conference-proceedings-of-spice/2339/1/Neutron-logging-tool-readings-and-neutron-parameters-of-formations/10.1117/12.204190.short?SSO=1) (accessed 16.11.2019). DOI: 10.1117/12.204190.

9. Gilchrist W.A. Compensated Neutron Log Response Issues. *Petrophysics*, 2009, Vol. 50, Issue 5, pp. 416–426.

10. Peng R., Di B., Glover P.W.J., Wei J., Lorinczi P., Ding P., Liu Z., Zhang Y., Wu M. The Effect of Rock Permeability and Porosity on Seismoelectric Conversion: Experiment and Analytical Modeling. *Geophysical Journal International*, 2019, Vol. 219, Issue 1, pp. 328-345. DOI: 10.1093/gji/ggz249.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Валид Халед Алхашман (Сирийская Арабская Республика), аспирант кафедры «Геофизические методы исследований», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Walid Khaled Alkhashman, Post-graduate Student of Geophysical Research Methods Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: weedow111@gmail.com

Лобанков Валерий Михайлович, д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой «Геофизические методы исследований», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Valery M. Lobankov, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Head of Geophysical Research Methods Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: lobankov-vm@mail.ru