

Аналитика методов определения остаточного коэффициента нефтегазонасыщения в обсаженных скважинах

¹*СИЗОВ Денис Андреевич, аспирант, gf_kstu@mail.ru,

²ВДОВКИН Александр Васильевич, главный геофизик, zaocgs@mail.ru,

¹Государственный университет «Дубна», Россия, 141980, Дубна, ул. Университетская, 19,

²ТОО «Центргеолсьемка», Казахстан, 100019, Караганда, Свободный переулок, 9,

*автор-корреспондент.

Аннотация. Цель работы заключается в исследовании методов определения остаточной нефтегазонасыщенности в обсаженных скважинах. В промысловой геофизике одной из важнейших задач является определение коэффициента остаточной нефтегазонасыщенности. Решение данной задачи возможно за счет наличия в комплексе одного или нескольких методов геофизических исследований скважин (ГИС) и последующей грамотной интерпретации данных этих методов. Основными методами определения коэффициента остаточной нефтегазонасыщенности в обсаженных скважинах являются импульсные нейтронные методы каротажа (ИНК) и электрический дивергентный каротаж (ЭДК). В настоящей работе представлены преимущества и недостатки методов ИНК и ЭДК в сравнении между собой. При выборе оптимального с точки зрения минимальной погрешности способа определения текущей нефтегазонасыщенности должны быть учтены условия эксплуатации каждого конкретного месторождения. Наилучшие же результаты, очевидно, будут достигнуты при комплексировании вышеуказанных методов, радикально отличающихся как по своим физическим характеристикам, так и по принципам измерения коэффициента остаточного нефтегазонасыщения.

Ключевые слова: каротаж, обсаженная скважина, нефтегазонасыщенность.

Введение

Ведущим методом определения коэффициента остаточной нефтегазонасыщенности в обсаженных скважинах является импульсный нейтронный каротаж (ИНК) в различных модификациях. Также существует метод электрического дивергентного каротажа (ЭДК), базирующегося на других физических законах, но применяющегося для решения тех же задач, что и ИНК. Исследование преимуществ и недостатков этих методов позволит повысить достоверность и экспрессность интерпретации.

Результаты исследований ИНУ

Метод ИНК позволяет регистрировать временную характеристику изменения нейтронного (или вторичного поля гамма-квантов) после облучения породы кратковременным импульсом быстрых нейтронов. Основная искомая характеристика нейтронного поля – скорость его изменения, то есть исчезновения. Для вторичного поля гамма-квантов по сути ищется та же самая характеристика, так как (с некоторыми оговорками) гамма-поле просто повторяет поведение первичного нейтронного поля [1].

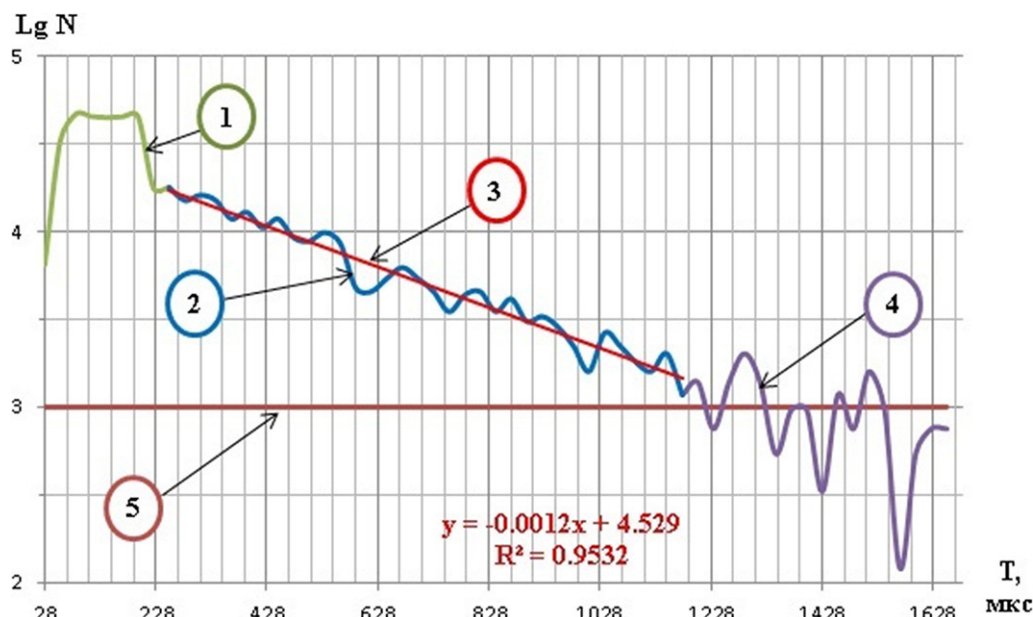
При регистрации каждый фиксируемый квант преобразуется в электрический импульс, и обычно выходным параметром служит счёт импульсов (N). Для обработки первичных данных ИНК используют полулогарифмическую систему координат, поскольку в горных породах спад скорости счета нейтронного поля происходит по экспоненте. По оси абсцисс откладывают время от завершения импульса излучения нейтронов в линейном масштабе, по оси ординат в логарифмическом масштабе – скорость счета нейтронов (рисунок 1). Такой подход позволяет при построении регрессии, аппроксимирующей скорость счета, использовать линейную функцию.

На регистрируемой кривой выделяют два основных временных окна:

- В первом – влияние скважины на показания метода, полученные данные в этом временном окне не несут полезной информации (рисунок 1).

- Во втором – влияние непосредственно самой горной породы, окружающей скважину, следовательно, такие показания в этом временном окне будут информативными, по ним и определяется характер насыщения вмещающих горных пород.

В свою очередь существует и третий интервал



1 – зеленая кривая, интервал влияния скважины, 2 – синяя кривая, интервал влияния породы, 3 – красная линия, линейная регрессия $y = -0.0012x + 4.529$, R^2 – коэффициент детерминации, 4 – фиолетовая кривая, интервал фона, 5 – бордовая линия, уровень шумов

Рисунок 1 – График зависимости логарифма скорости счета тепловых нейтронов от времени [1]

низкой скорости счёта, связанный со случайными и посторонними по происхождению импульсами [1].

Метод работает в терригенных и карбонатных породах, при значении коэффициента пористости, равном приблизительно 20%, и при минерализации пластовых вод порядка 50÷100 г/л в случае расформировавшейся зоны проникновения, также горная порода не должна содержать в себе элементы с высоким сечением захвата, таких как кадмий, бор, литий, хлор и др.

Результатом первичной обработки спектров ИНК является определение макроскопического сечения захвата нейтронов Σ_z (среднего времени жизни тепловых нейтронов τ_{cp}), $\Sigma_z = \frac{4.55}{\tau_{cp}}$.

В свою очередь в общем случае

$$\Sigma_z = (1 - k_{п} - k_{гд}) \Sigma_{ск} + k_{п} (\Sigma_{в} k_{ов} + \Sigma_{н} k_{он}) + k_{гд} \Sigma_{гд}, \quad (1)$$

где $\Sigma_{ск}$, $\Sigma_{в}$, $\Sigma_{н}$, $\Sigma_{гд}$ – соответственно, макроскопические сечения захвата тепловых нейтронов скелетной части пласта-коллектора, воды, нефти и глины; $k_{п}$, $k_{гд}$, $k_{в}$, $k_{н}$, соответственно, коэффициенты общей пористости, глинистости, остаточных водонасыщенности и нефтенасыщенности.

Последующая интерпретация заключается в подстановке значений коэффициентов пористости и объемной глинистости (если в разрезе присутствует глинистый материал), априори определенных по результатам соответствующих методов каротажа, и разрешении уравнения (1) относительно $k_{ов}$ и, учитывая соотношение $k_{в} + k_{н} = 1$, коэффициента остаточной нефтенасыщенности $k_{он} = 1 + k_{ов}$.

Важным является, что при записи методом ИНК зона проникновения должна быть расформирована, иначе полученный результат не будет нести полезной информации (рисунок 2).

На рисунке 2 представлен результат интерпретации двухзондовой модификации 2-ИНГК. Запись осуществлялась в обсаженной скважине через 6 суток после спуска колонны и цементирования. Сравнивая кривые фактического макроскопического сечения захвата (SGMA) и теоретическую кривую макроскопического сечения захвата для фильтрата бурового раствора (SFFDф), можно сделать вывод о том, что в данном случае зона проникновения полностью не расформирована. Это в свою очередь не позволяет определить коэффициент остаточного нефтегазонасыщения на количественном уровне, следует считать данный замер фоновым для контроля за текущей насыщенностью пласта.

Результаты исследований ЭДК

Метод ЭДК применяется для определения удельного электрического сопротивления (УЭС) вмещающих горных пород в обсаженных скважинах. Проводимые измерения возможны за счет величины тока, оттекающего из проводника (обсадная колонна) в горную породу. В соответствии с законом Ома сопротивление определяется током и напряжением. Ток, оттекающий в горную породу, рассчитывается по изменению потенциала вдоль обсадной колонны и УЭС обсадной колонны. Напряжение выражается самой величиной потенциала между зондом и удаленным электродом, закрепленным на устье колонны. С помощью

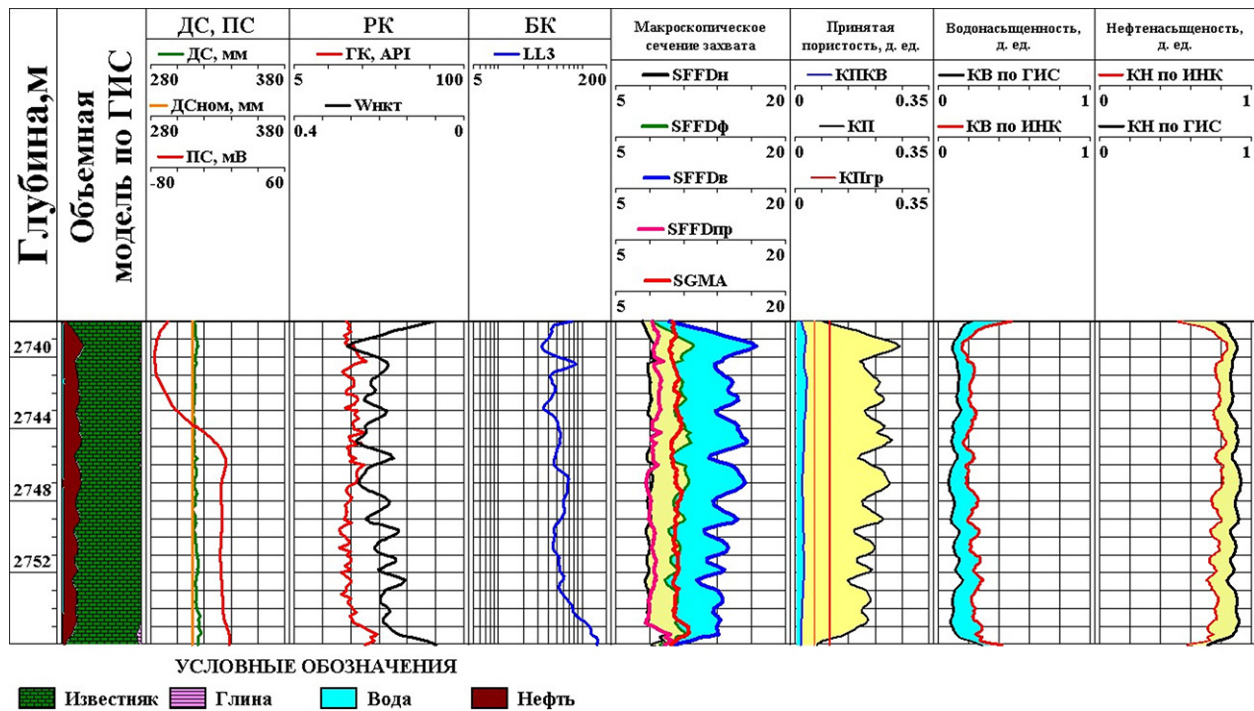


Рисунок 2 – Пример интерпретации данных ИНК в скважине с нерасформированной зоной проникновения [1]

определенного математического алгоритма измеренные величины пересчитываются в УЭС горной породы [2].

Измерения проводятся в поточечном режиме через 0.5 метров в 6-ти точках. После спуска прибора в интервал исследований, электроды с помощью механического привода прижимаются для обеспечения контакта заостренных наконечников с внутренней поверхностью обсадной колонны. Процесс измерения состоит из нескольких циклов, при которых поочередно подают импульсы электрического тока на электроды В и А1, А2 (рисунок 3). В каждом цикле измеряют подаваемые токи и разности потенциалов между каждым измерительными электродами, а также измеряют потенциал одного из измерительных электродов относительно измерительного электрода $N_{уд}$.

На рисунке 4 представлена схема вариантов измерения разности потенциалов между измерительными электродами, среднее время замера при хорошем качестве прижима электродов на точке составляет 4 минуты [2].

По результатам замеров электрического потенциала колонны тока, стекающего в горную породу, и последующего математического алгоритма определяется УЭС.

$$\frac{dU}{dz} = -I \cdot R_c, \quad (2)$$

$$\frac{d^2U}{dz^2} = -\frac{dI}{dz} \cdot R_c - I \cdot \frac{dR_c}{dz}, \quad (3)$$

$$\rho = \frac{2\pi U_R R_c}{\frac{d^2U}{dz^2} \cdot K_0(0.004 \cdot R)}, \quad (4)$$

где ρ – УЭС, U_R – потенциал на поверхности обсадной колонны с внешним радиусом R , $\frac{dU}{dz}$ – первая производная потенциала, $\frac{d^2U}{dz^2}$ – вторая производная потенциала, $K_0(x)$ – функция Бесселя нулевого порядка, R_c – погонное сопротивление колонны.

В первом варианте измерений вертикальная разрешающая способность будет равна 1 метру и во втором варианте 2 метра, учитывая, что расстояние между питающими электродами 0.5 м. Разрешающая способность по латерали – от 1 до 8 метров, что является достаточным для выхода за пределы влияния зоны проникновения в коллекторе, заполненном флюидом.

При реализации этих измерений в качестве производной второго порядка $\frac{d^2U}{dz^2}$ используется ее конечно-разностный аналог Δ^2U (рисунок 4), что требует, по крайней мере, трех измерительных электродов, расположенных вдоль оси скважины с внутренней стороны обсадной колонны.

Интерпретация метода ЭДК основана на сравнении измеренного УЭС в открытом и закрытом стволе скважины. Такое сравнение позволяет сделать вывод о текущем характере насыщения пластов-коллекторов, а также через формулу Арчи-Дахнова (5), подставив в неё полученное методом ЭДК значение УЭС пласта, определить коэффициент остаточной нефтегазонасыщенности [3].

$$k_{ов} = \left(\frac{\alpha \cdot \rho_n}{k_n^m \cdot \rho_u} \right)^{\frac{1}{n}}, \quad (5)$$

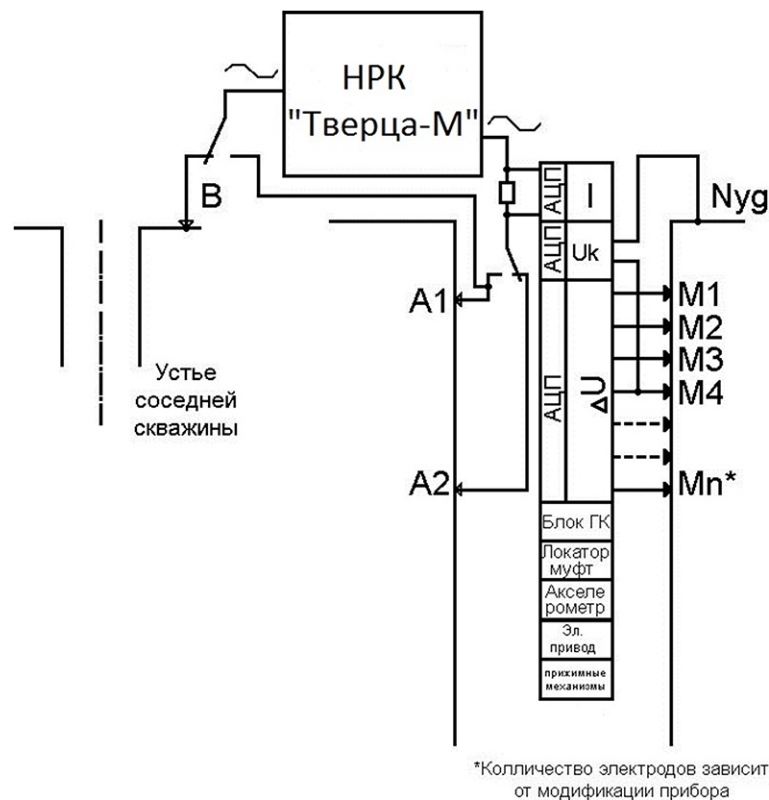


Рисунок 3 – Схема реализации прибора ЭДК

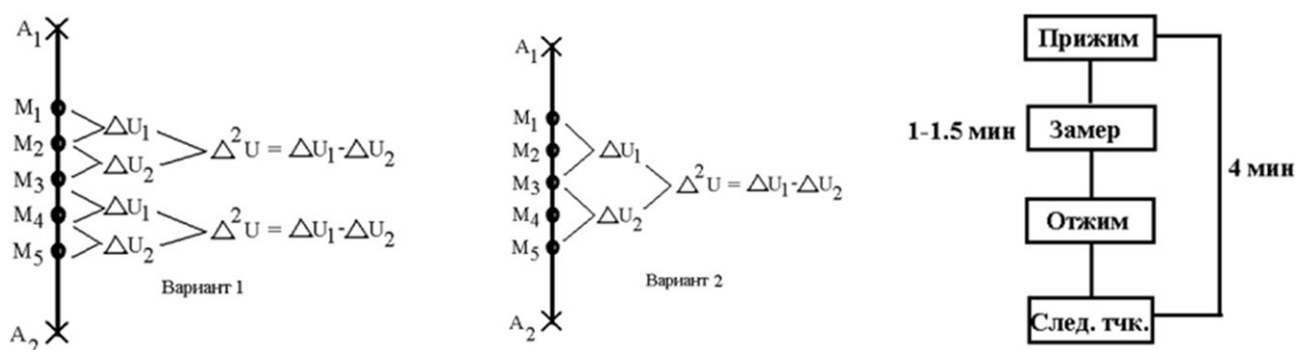


Рисунок 4 – Варианты измерения разностного аналога второй производной разности потенциалов

$$k_{\text{OH}} = 1 - k_{\text{OB}}, \quad (6)$$

где $\rho_{\text{в}}$, $\rho_{\text{п}}$ – УЭС пластовой воды и пласта, a , n , m – структурные коэффициенты.

Пример интерпретации ЭДК показан на рисунке 5, где была решена задача определения остаточного коэффициента нефтегазонасыщения. Исследуемый разрез представлен песчано – глинистыми коллекторами с прослоями уплотненного песчаника, так, интервал 1940.8-1942.8 м представлен тонкими коллекторами толщиной 0.4-0.6 м. При использованном шаге регистрации в 0.5 м на количественном уровне оценка текущего сопротивления затруднительна. Интервал 1943.8-1951 м в открытом стволе оценивался как нефтеводонасыщенный. По показаниям ЭДК видно, что

УЭС уменьшилось, из этого можно сделать выводы об уменьшении коэффициента остаточного нефтегазонасыщения с исходных 40 до 30%.

Интервал залегания уплотнённого песчаника 1951.0-1953.0 м является хорошим примером опорного пласта для привязки ЭДК. Показания УЭС по ЭДК хорошо коррелируются с показаниями УЭС по боковому каротажу (БК) в открытом стволе.

Оптимальный метод определения коэффициента остаточного нефтегазонасыщения.

Для выбора оптимального метода с целью определения коэффициента остаточного нефтегазонасыщения нужно учитывать все недостатки и преимущества методов в сравнении друг с другом (таблица) [4]. В таком сравнении не будет

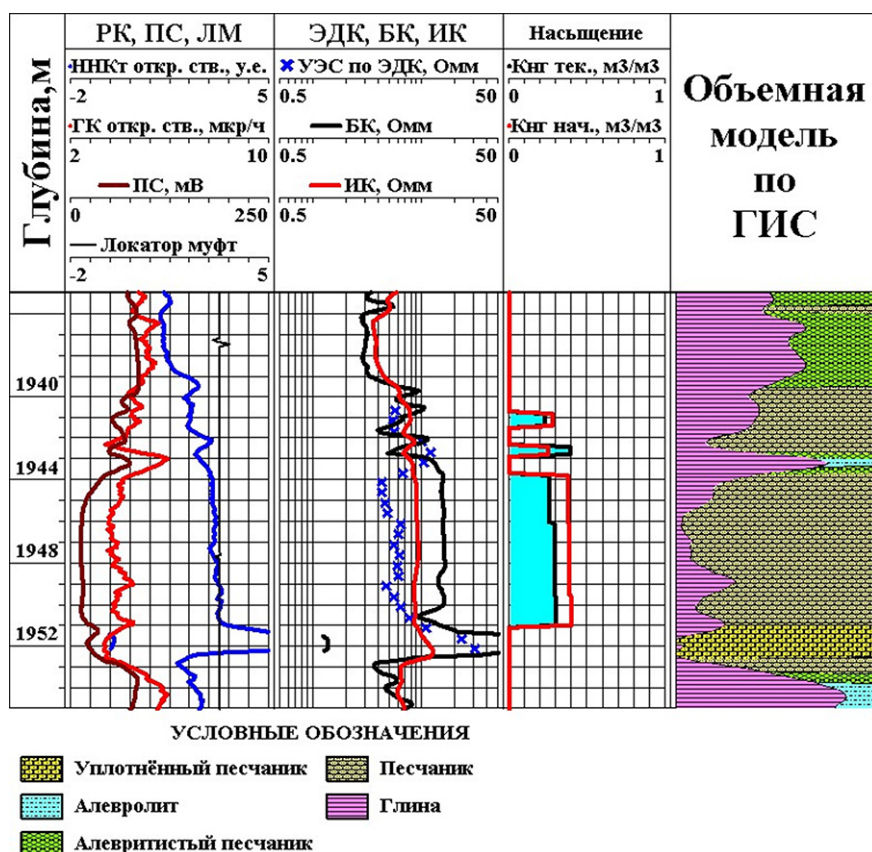


Рисунок 5 – Результирующий планшет по ЭДК

Сводная таблица ЭДК и ИНК	
ЭДК	ИНК
Наличие пресных (с высоким сопротивлением) пластовых вод	
Погрешность в определении Кнг	Метод не работает
Радиус исследования по латерали	
2-4 метра	25-35 сантиметров
Разрешающая способность по вертикали	
1-2 м	0.6 м
Присутствие элементов поглотителей в пластовой воде	
Не влияют на показания	Погрешность в определении Кнг
Наличие кривых «сравнения»	
Кривые методов электрического каротажа	Как правило, отсутствие кривых «сравнения»
Измерения в перфорированных интервалах	
Возможно, с погрешностями в интерпретации	Метод не работает
Обработка и интерпретация	
Относительно короткий «путь» получения итогового результата	Большее количество промежуточных расчетных факторов между измеряемым параметром и остаточным насыщением

присутствовать экономический фактор.

Проанализировав таблицу, можно выделить основные преимущества метода ЭДК над методом ИНК. Так, метод ЭДК превосходит ИНК в разрешающей способности по латерали, что по-

зволяет в свою очередь не учитывать зону проникновения. Еще одним преимуществом ЭДК над ИНК является относительно короткий путь получения $k_{\text{он}}$. Самым важным преимуществом ЭДК перед ИНК является наличие «кривой сравне-

ния», такой кривой может выступать любой электрический метод, записанный в открытом стволе. Такое сравнение позволит определить текущий характер насыщения в старом фонде скважин и подтвердить достоверность результатов, полученных методом ЭДК в новопробуренных скважинах.

Выводы

Многие десятилетия уникальным методом для определения коэффициента остаточной

нефтегазонасыщенности в обсаженных скважинах оставался ИНК.

Однако в настоящее время, объективно оценивая эти методы, можно с уверенностью сказать, что метод ЭДК имеет больше преимуществ перед ИНК. Этому свидетельствуют проанализированные в совокупности теоретические основы и примеры интерпретации методов в данной работе. Такой анализ является убедительным доказательством превосходства ЭДК над ИНК.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сизов Д.А. Разработка программного комплекса для обработки данных импульсного нейтронного каротажа на преддипломной практике в компании ООО «Помор-ГЕРС». Практика геологов на производстве: сборник трудов III Всероссийской студенческой научно-практической конференции, посвященной 70-летию Института наук о Земле Южного федерального университета (геолого-географического факультета Ростовского государственного университета), 7 декабря 2018 г. / отв. ред. А.В. Наставкин; Южный федеральный университет. – Ростов-на-Дону; Таганрог: Издательство Южного федерального университета, 2018. – 108-110 с. ISBN 978-5-9275-3107-3
2. Пат. 2691920 РФ. Способ и устройство электрического каротажа обсаженных скважин / В.В. Базин, А.Е. Елисеев, Д.А. Петров и др.; ООО «ИНТЕХ-Сервис». – 2018121484; заявл. 13.06.2018; опубл. 18.06.2019, Бюл. № 17. – 4 с.
3. Диева Э.В., Акмолова Е.В., Гаранин А.Б. Оценка погрешности прогноза состава притока по величине сопротивления пласта, замеренного аппаратурой электрического дивергентного каротажа // Каротажник. № 4. Тверь, 2013.
4. Кузьмичев О.Б. Возможности промыслово-геофизических методов для мониторинга разработки месторождений углеводородного сырья // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС, 2019. Выпуск 6 (300). С. 53-66.

Бекітілген ұңғымалардағы мұнай-газ қанықтылығының қалдық коэффициентін анықтау әдістерін талдау

¹*СИЗОВ Денис Андреевич, аспирант, gf_kstu@mail.ru,

²ВДОВКИН Александр Васильевич, бас геофизик, zaocgs@mail.ru,

¹«Дубна» мемлекеттік университеті, Ресей, 141980, Дубна, Университет көш., 19,

²«Центргеолсьемка» ЖШС, Қазақстан, 100019, Қарағанды, Свободный жолағы, 9,

*автор-корреспондент.

Аңдатпа. Жұмыстың мақсаты – бекітілген ұңғымалардағы қалдық мұнай-газға қанығуын анықтау әдістерін зерттеу. Кәсіпшілік геофизикада маңызды міндеттердің бірі қалдық мұнай-газға қанығу коэффициентін анықтау. Бұл мәселенің шешімі кешенде ұңғымаларды геофизикалық зерттеудің бір немесе бірнеше әдістерінің (ГАЗ) болуы және осы әдістердің деректерін кейіннен сауатты түсіндіру есебінен шешуге болады. Бекітілген ұңғымалардағы қалдық мұнай-газға қанығу коэффициентін анықтаудың негізгі әдістері импульсті нейтронды каротаж әдістері (ИНК) және электрлік дивергентті каротаж (ЭДК) болып табылады. Бұл жұмыста өзара салыстырғанда ИНК және ЭДК әдістерінің артықшылықтары мен кемшіліктері ұсынылады. Ағымдағы мұнай-газға қанықтылығын анықтау әдісінің ең аз қателігі тұрғысынан оңтайлы таңдау кезінде әр нақты кен орнын пайдалану шарттары ескерілуі керек. Ең үздік нәтижелерге өзінің физикалық сипаттамалары бойынша да, қалдық мұнай-газға қанығу коэффициентін өлшеу қағидаттары бойынша да түбегейлі ерекшеленетін жоғарыда көрсетілген әдістерді кешендеу кезінде қол жеткізілетін болады.

Кілт сөздер: каротаж, бекітілген ұңғыма, мұнай-газға қанығу.

Analyzing Methods of Determining the Residual Oil and Gas Saturation Factor in Cased Wells

¹*SIZOV Denis, Post-graduate student, gf_kstu@mail.ru,

²VDOVKIN Alexander, Chief Geophysicist, zaocgs@mail.ru,

¹State University «Dubna», Russia, 141980, Dubna, Universitetskaya str., 19,

²LLP «Centrgeolsemka», Kazakhstan, 100019, Karaganda, Svobodny lane, 9,

*corresponding author.

Abstract. The purpose of the work is to study methods of determining the residual oil and gas saturation in cased wells. In field geophysics, one of the most important tasks is to determine the residual oil and gas saturation coefficient. The solution to this problem is possible due to the presence in the complex of one or several methods of geophysical well survey and subsequent competent interpretation of the data of these methods. The main methods for determining the

residual oil and gas saturation coefficient in cased wells are pulsed neutron logging (PNL) and electrical divergent logging (EDL). This paper presents the advantages and disadvantages of the PNL and EDC methods in comparison with each other. When selecting the optimal method of determining the current oil and gas saturation from the point of view of the minimum error, the operating conditions of each specific field must be taken into account. The best results will obviously be achieved by combining the above methods, which are radically different both in their physical characteristics and in the principles of measuring the residual oil and gas saturation coefficient.

Keywords: logging, cased well, oil and gas saturation.

REFERENCES

1. Sizov D.A. Razrabotka programmnogo kompleksa dlya obrabotki dannyh impul'snogo nejtronnogo karotazha na preddiplomnoj praktike v kompanii ООО «Pomor-GERS». Praktika geologov na proizvodstve: sbornik trudov III Vserossijskoj studencheskoj nauchno-prakticheskoy konferencii, posvyashchennoj 70-letiyu Instituta nauk o Zemle Yuzhnogo federal'nogo universiteta (geologo-geograficheskogo fakul'teta Rostovskogo gosudarstvennogo universiteta), 7 dekabrya 2018 g. / otv. red. A.V. Nastavkin; Yuzhnyj federal'nyj universitet. – Rostov-na-Donu; Taganrog: Izdatel'stvo Yuzhnogo federal'nogo universiteta, 2018. – 108-110 s. ISBN 978-5-9275-3107-3
2. Pat. 2691920 RF. Sposob i ustrojstvo elektricheskogo karotazha obsazhennyh skvazhin / V.V. Bazin, A.E. Eliseev, D.A. Petrov i dr.; ООО «INTEH-Servis». – 2018121484; zayavl. 13.06.2018; opubl. 18.06.2019, Byul. № 17. – 4 s.
3. Dieva E.V., Akmolova E.V., Garanin A.B. Ocenka pogreshnosti prognoza sostava pritoka po velichine soprotivleniya plasta, zamerennogo apparaturoj elektricheskogo divergentnogo karotazha // Karotazhnik. № 4. Tver', 2013.
4. Kuz'michev O.B. Vozmozhnosti promyslovo-geofizicheskikh metodov dlya monitoringa razrabotki mestorozhdenij uglevodorodnogo syr'ya // NTV «Karotazhnik». Tver': Izd. AIS, 2019. Vypusk 6 (300). S. 53-66.