

Определение пористости глинистых пород в обсаженных нефтегазовых скважинах с помощью радиоактивного и акустического каротажа

© М. С. Бондаренко¹, В. В. Кармазенко²,
Г. А. Кашуба³, В. В. Кулик¹, 2010

¹Институт геофизики НАН Украины, Киев, Украина

²ЗАО "Киевский завод "Геофизприбор", Киев, Украина

³ЗАО "Укрпромгеофизика", Киев, Украина

Поступила 23 декабря 2009 г.

Представлено членом редколлегии Р. И. Кутасом

Розглянуто традиційні та нові способи визначення пористості глинистих гірських порід в обсаджених свердловинах за допомогою радіоактивного (РК) й акустичного каротажу (АК). Емпірично показано наближену інваріантність подвійного різницевого параметра гамма-каротажу для конкретного свердловинного розрізу за вимірювань у відкритому стовбурі та через обсадну колону. За даними каротажу нафтогазових свердловин Дніпровсько-Донецької западини наведено приклади визначення пористості в обсаджених свердловинах різними способами, а також приклад комплексного використання пористості за РК і АК для розв'язання конкретної задачі промислової геофізики.

Traditional and new methods of determination of porosity of clay rocks in the cased holes by means of radioactive and acoustic logging are considered. By an empirical way the approximate invariance of double differential parameter of gamma-ray logging for a given borehole section is shown in case of measurements in an open hole and through casing. By logging data of oil and gas boreholes of the Dnieper-Donets depression examples of determination of porosity in the cased holes by the various methods, as well as an example of complex use of porosity on radioactive logging and acoustic logging for solution a specific problem of petroleum geophysics have been presented.

Введение. Геофизические исследования в обсаженных нефтегазовых скважинах (ГИС) приобретают все большую актуальность. Это связано с тенденцией ускоренной обсадки новых скважин, необходимостью определения или уточнения параметров коллекторов в эксплуатационных скважинах, с ревизией скважин старого фонда (ССФ). Например, задачами ревизии ССФ являются: выявление пропущенных пластов-коллекторов и установление их параметров (пористость, характер насыщения и др.); уточнение параметров продуктивных пластов; выявление обводненных пластов; оценка коэффициента остаточной неф-

тегазонасыщенности, определение положения флюидоконтактов и др. [Ядерно-физические ..., 1972]. Важное значение имеет также общая оценка перспектив нефтегазоносности после многолетней эксплуатации месторождения или после получения новых данных.

Наличие одной или двух стальных колонн, а в ССФ обычно еще и насосно-компрессорной трубы (НКТ), существенно ограничивает комплекс используемых методов ГИС. Физическим условиям каротажа в обсаженных скважинах, а также условиям производительности и экономичности при достаточно высокой эффективности, в наибольшей степени

удовлетворяют радиоактивные и акустические методы. В то же время способы и методика интерпретации радиоактивного и акустического каротажа для обсаженных скважин развиты недостаточно.

В настоящей работе рассмотрены традиционные и новые способы определения пористости глинистых пород в обсаженных скважинах (ОС) с помощью радиоактивного и акустического каротажа. При этом под радиоактивным каротажом (РК) подразумевается комплекс нейтрон-нейтронного и гамма-каротажа (НК + ГК), под АК⁺ — комплекс акустического и гамма-каротажа (АК + ГК). Результаты ГК необходимы для количественной оценки глинистости пород, которая оказывает существенное влияние на показания НК и АК и определяемую ими пористость.

Использование новых приборов НК в обсаженных скважинах. Метод РК (НК + ГК) имеет высокую информативность как в однократно, так и в двукратно обсаженных скважинах. При этом приборы НК нового типа [Патент № 64413, 2005; Патент № 66155, 2006;

Патент № 74972, 2006; Кармазенко, Кулик, 2008], разработанные в ИГФ НАН Украины совместно с заводом "Геофизприбор" (СНК-89, СНК-73, СНК-76), имеют значительное преимущество в глубинности, скорости счета, чувствительности, дифференциации пластов перед широко используемыми серийными приборами типа СРК.

На рис. 1 показаны диаграммы ГК и НКм (нейтрон-нейтронный каротаж по медленным нейтронам), полученные в обсаженных скважинах старого фонда с одной и двумя колоннами. В таблице по данным измерений в однократно обсаженной скважине представлены скорости счета I [имп/мин] на малом (МЗ) и большом (БЗ) зондах серийного и новых приборов, а также соответствующие значения абсолютной дифференциации пласта $\Delta I = I_{\text{пла}} - I_{\text{га}}$. Здесь $I_{\text{пла}}$ — средняя скорость счета в рассматриваемом пласте, $I_{\text{га}}$ — средняя скорость счета в пласте глины (минимальная в данном разрезе). Параметр ΔI характеризует эффективность данного прибора при разделении пластов в одинаковых условиях изме-

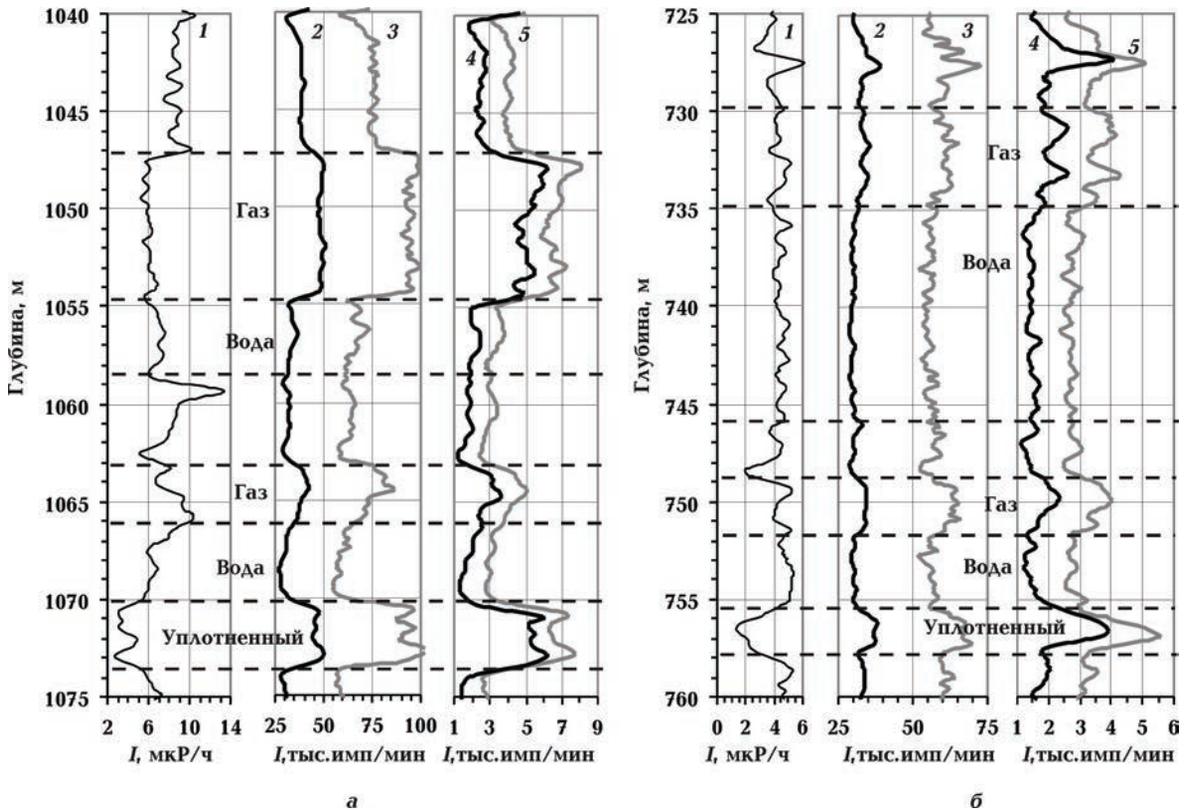


Рис. 1. Диаграммы РК в газовых скважинах старого фонда: а — $d_{\text{СКВ}} = 216$ мм, $d_{\text{КОЛ}} = 168$ мм; б — $d_{\text{СКВ}} = 280$ мм, $d_{\text{КОЛ1}} = 245$ мм, $d_{\text{КОЛ2}} = 146$ мм; 1—5 — шифр кривых (1 — ГК, 2 — МЗ СРК-73, 3 — МЗ СНК-76, 4 — БЗ СРК-73, 5 — БЗ СНК-73). Пунктиром обозначены границы пластов.

Полластовые скорость счета медленных нейтронов I [имп/мин] и дифференциация ΔI [имп/мин] в обсаженной скважине старого фонда ($d_{\text{св}} \approx 216$ мм, $d_{\text{кол}} \approx 168$ мм)

Исследуемая среда	СРК-73				СНК-73				СНК-76			
	$I_{\text{МЗ}}$	$\Delta I_{\text{МЗ}}$	$I_{\text{БЗ}}$	$\Delta I_{\text{БЗ}}$	$I_{\text{МЗ}}$	$\Delta I_{\text{МЗ}}$	$I_{\text{БЗ}}$	$\Delta I_{\text{БЗ}}$	$I_{\text{МЗ}}$	$\Delta I_{\text{МЗ}}$	$I_{\text{БЗ}}$	$\Delta I_{\text{БЗ}}$
Средние по разрезу 700—1082 м	36863	—	2567	—	34467	—	3982	—	69182	—	3338	—
Известняк низкопористый, 837—840 м $k_{\text{п}} \approx 1$ %	54925	22865	7613	5979	50390	19255	9599	6525	98512	40392	8637	6500
Песчаник газоносный, 946—951 м $k_{\text{п}} \approx 14$ %; $k_{\text{п}}^{\text{АК}^+} \approx 19$ %	44506	12446	3538	1904	40778	9643	5230	2156	83924	25804	4219	2082
Песчаник водоносный, 951—955 м $k_{\text{п}} \approx 23$ %; $k_{\text{п}}^{\text{АК}^+} \approx 25$ %	38334	6274	2658	1024	35324	4189	4067	993	72801	14681	3480	1343
Песчаник газоносный, 1000—1004 м $k_{\text{п}} \approx 19$ %; $k_{\text{п}}^{\text{АК}^+} \approx 21$ %	42025	9965	2978	1344	38280	7145	4367	1293	81193	23073	3645	1508
Песчаник обводненный, 768—773 м $k_{\text{п}} \approx 22$ %; $k_{\text{п}}^{\text{АК}^+} \approx 21$ %	36872	4812	2448	814	33462	2327	4038	964	66280	81160	3540	1403
Песчаник обводненный, 773—775 м $k_{\text{п}} \approx 21$ %; $k_{\text{п}}^{\text{АК}^+} \approx 23$ %	38230	6170	2640	1006	35635	4500	3907	833	69506	11386	3510	1373
Глинистый пласт-неколлектор 841—850 м	32060	0	1634	0	31135	0	3074	0	58120	0	2137	0

Примечания: $k_{\text{п}}$ — пористость по радиоактивному каротажу (РК = НК + ГК); $k_{\text{п}}^{\text{АК}^+}$ — пористость по акустическому каротажу (с учетом глинистости); СРК-73 — серийный прибор; СНК-73, СНК-76 — новые приборы. Мощность Pu-Be источника нейтронов $Q \approx 1 \cdot 10^7$ н/с.

рений (одни и те же — скважина, источник нейтронов, скорость каротажа, опорный пласт глины и т. д.).

Из рис. 1 и таблицы видно, что новые приборы НК имеют на соответствующих зондах большую скорость счета (меньшие статистические погрешности) и лучшую абсолютную дифференциацию пластов по сравнению с серийным прибором.

Инвариантность интерпретационного параметра ГК до и после обсадки. В качестве интерпретационного параметра гамма-каротажа широко используется двойной разностный параметр [Головацкая и др., 1984; Интерпретация ..., 1988; Скважинная ..., 1990]:

$$\Delta I_{\gamma} = (I_{\gamma} - I_{\min}) / (I_{\max} - I_{\min}), \quad (1)$$

где I_{γ} — непосредственно измеряемые (регистрируемые) показания прибора ГК (выражаются в единицах мощности экспозиционной дозы или в импульсах за секунду); I_{\max} , I_{\min} — показания в опорных пластах (обычно в глинах и слабоактивных породах соответственно).

Регистрируемые величины I_{γ} , I_{\max} и I_{\min} зависят от множества условий измерений — радиоактивности и плотности промывочной жидкости, плотности породы, диаметра скважины, типа прибора ГК, положения прибора в скважине, диаметра и толщины обсадной колонны, параметров цементного кольца и др. [Головацкая и др., 1984; Интерпретация ..., 1988]. При получении интерпретационного параметра ΔI_{γ} общепринятые методики рекомендуют предварительно привести величины I_{γ} , I_{\max} и I_{\min} к единым ("типичным") условиям путем введения соответствующего набора поправок [Головацкая и др., 1984; Интерпретация ..., 1988], что является довольно сложной процедурой.

Однако параметр ΔI_{γ} обладает существенными компенсационными возможностями, которые в ряде случаев позволяют с достаточной для практики точностью использовать его без внесения поправок [Резванов, 1982]. С этим связано важное для практики свойство параметра ΔI_{γ} — его приближенная инвариантность (неизменность) для данного скважинного разреза при измерениях в открытом стволе и через обсадку.

Для ряда скважин газовых месторождений Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) нами проведено попластовое сопоставления параметра ΔI_{γ} , полученного по результатам ГК до

и после обсадки. При этом опорные пласты для каждой скважины, сначала необсаженной (НС), потом обсаженной (ОС), выбирались одни и те же. Вместе с тем диаметр скважин и обсадных колонн, толщина цементного кольца, параметры промывочной жидкости, как и используемые приборы, вариативны. Результаты попластового сопоставления параметра ΔI_{γ} для шести скважин приведены на рис. 2.

Из уравнений регрессии и коэффициентов корреляции (см. рис. 2) следует приближенное равенство интерпретационного параметра ΔI_{γ} , полученного для каждой скважины до и после обсадки.

Следовательно, на основании проведенных скважинных исследований можно сделать вывод, что двойной разностный параметр ΔI_{γ} является инвариантом, т. е. практически не изменяется при проведении ГК в данной конкретной скважине до и после обсадки. При этом параметр ΔI_{γ} для ОС компенсирует влияние таких факторов, как диаметр скважины и колонны, толщина цементного кольца, тип промывочной жидкости, используемый прибор и др., тогда как непосредственно измеряемые величины I_{γ} , I_{\max} и I_{\min} существенно зависят от этих факторов.

Эмпирически установленная инвариантность параметра ΔI_{γ} в НС и ОС позволяет, в частности, использовать одни и те же интерпретационные зависимости $\Delta I_{\gamma}(k_{\text{гн}})$ как для необсаженных, так и для обсаженных скважин ($k_{\text{гн}}$ — коэффициент глинистости).

Учет глинистости пород при определении пористости с помощью радиоактивного каротажа. Аддитивный способ РК. Показания нейтрон-нейтронного каротажа существенно зависят от глинистости, в основном в связи с содержанием водорода в глинистых минералах. Для учета глинистости используют аддитивный способ, в котором поправка к пористости за глинистость, как и другие поправочные члены, суммируются с "нейтронной" пористостью [Головацкая и др., 1984; Интерпретация ..., 1988].

Получение на основе НК водонасыщенной пористости с учетом глинистости обычно осуществляется с помощью аддитивной формулы:

$$k_{\text{п}} = k_{\text{п}}^{\text{НК}} - (\Delta k_{\text{п}})_{\text{гн}}, \quad (2)$$

где $k_{\text{п}}^{\text{НК}}$ — пористость по НК ("нейтронная" пористость); на ограниченном интервале пористостей 1—30 % величина $k_{\text{п}}^{\text{НК}}$ приближенно

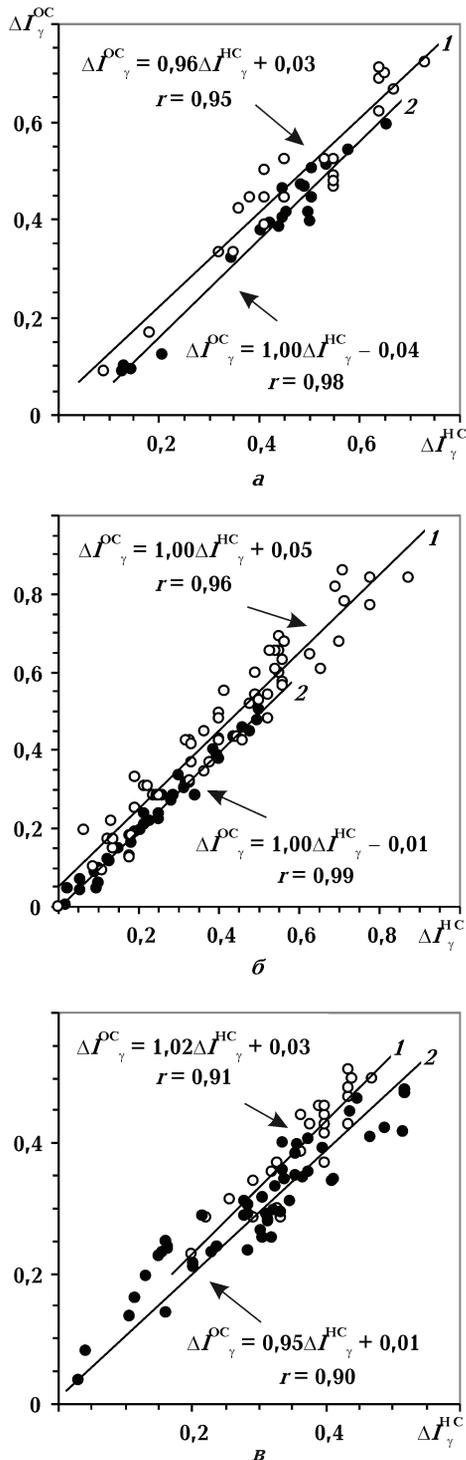


Рис. 2. Двойной разностный параметр гамма-каротажа до (ΔI_{γ}^{HC}) и после (ΔI_{γ}^{OC}) обсадки скважины: а — $d_{скв} = 216$ мм, $d_{кол} = 168$ мм (1 — измерения в НС и ОС выполнены прибором СРК-89 ($d_{ип} = 89$ мм); 2 — НС — неизвестный прибор; ОС — прибор СРК-73); б — $d_{скв} = 216$ мм, $d_{кол} = 146$ мм (1 — НС и ОС — прибор СРК-89; 2 — НС — прибор СРК-73; ОС — прибор СРК-89); в — $d_{скв} = 295$ мм, $d_{кол} = 245$ мм (1, 2 — НС и ОС — прибор СРК-89).

линейно зависит от $A_{НК}$ — интерпретационного параметра двухзондового НК:

$$k_{п}^{НК} \approx aA_{НК} - b, \quad (3)$$

где $A_{НК}$ — измеряемый безразмерный параметр: отношение показаний малого и большого зондов с учетом их показаний в баке с пресной водой; a, b — константы; $(\Delta k_{п})_{г\lambda}$ — поправка к пористости по НК за водородсодержание глинистых минералов:

$$(\Delta k_{п})_{г\lambda} = \omega_{г\lambda} k_{г\lambda}^* \quad (4)$$

Здесь $k_{г\lambda}^*$ — коэффициент объемной глинистости, определяемый содержанием глинистых минералов в материале глин [Головацкая и др., 1984]; $\omega_{г\lambda}$ — водородный индекс глинистых минералов (например, для глинистых минералов, наиболее часто встречающихся в разрезе нефтегазовых скважин, $0,11 \leq \omega_{г\lambda} \leq 0,37$ [Скважинная ..., 1990]).

Существует несколько подходов для получения поправки $(\Delta k_{п})_{г\lambda}$ в аддитивной формуле (2).

1. Состав глинистых минералов в исследуемом участке разреза известен (т.е. известно значение $\omega_{г\lambda}$). Для оценки величины $k_{г\lambda}^*$ можно использовать нелинейную зависимость $\Delta I_{\gamma} = f(k_{г\lambda})$ [Головацкая и др., 1984; Интерпретация ..., 1988]), где $k_{г\lambda}$ определяется объемным содержанием частиц размером менее 0,01 мм. В предположении, что указанные частицы представлены, в основном, глинистыми минералами [Добрынин и др., 1991], можно принять, что $k_{г\lambda} \approx k_{г\lambda}^*$. Тогда значение $k_{г\lambda}^*$ следует из зависимости $k_{г\lambda}^* = \varphi(\Delta I_{\gamma})$, представленной на рис. 3, а [Головацкая и др., 1984].

2. Для оценки искомой поправки можно воспользоваться зависимостями (рис. 3, б), полученными при тех же предположениях, что и в п. 1.

3. Значение поправки $(\Delta k_{п})_{г\lambda}$ можно получить непосредственно, если известна пористость по нейтронному и плотностному гамма-гамма-каротажу (ГГК) [Головацкая и др., 1984]:

$$(\Delta k_{п})_{г\lambda} = k_{п}^{НК} - k_{п}^{ГГК}. \quad (5)$$

Соотношение (5) основано на том, что величина $k_{п}^{ГГК}$ практически не зависит от глинистости.

Мультипликативный способ РК (НК+ГК).

Главным недостатком определения пористости глинистых пород аддитивным способом при использовании подходов 1 и 2 является необ-

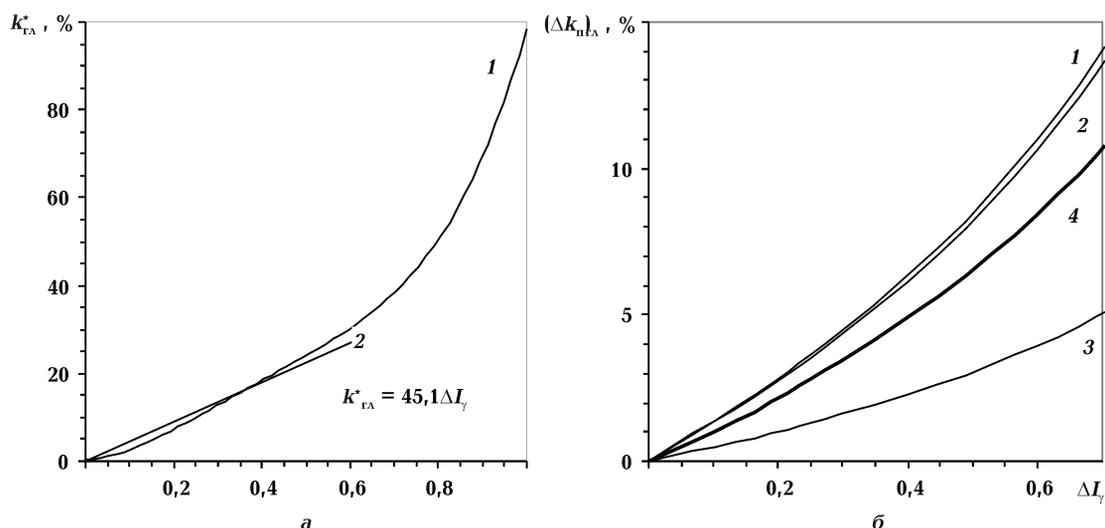


Рис. 3. Зависимости для определения по данным гамма каротажа: а — коэффициента глинистости $k_{ГЛ}^*$ (1 — аппроксимация на всем интервале значений $k_{ГЛ}^*$, 2 — аппроксимация прямой линией в области коллекторов ($k_{ГЛ}^* \leq 30\%$)); б — поправки за глинистость к пористости по нейтронному каротажу для различных глинистых минералов (1 — каолинит ($\omega_{ГЛ} \approx 0,366$), 2 — хлорит ($\omega_{ГЛ} \approx 0,354$), 3 — гидрослюда ($\omega_{ГЛ} \approx 0,131$), 4 — смесь трех минералов в равных пропорциях ($\omega_{ГЛ} \approx 0,28$)).

ходимость знать состав глинистых минералов для получения конкретного значения $\omega_{ГЛ}$, а подход 3 требует дополнительного проведения ГКК.

Авторы предложили [Заявка ..., 2010] определять общую пористость глинистых пород только с помощью комплекса НК + ГК (без использования $\omega_{ГЛ}$), применяя мультипликативную формулу в виде двух сомножителей, одним из которых является пористость по НК ($k_{П}^{НК}$), а другим — поправка за глинистость на основе ГК:

$$k_{П}^{РК} = C_{ГК} k_{П}^{НК} \quad (6)$$

где

$$C_{ГК} = \frac{1}{1 + \beta R}, \quad R = \frac{k_{ГЛ}^{ГК}}{k_{П}^{НК}} \quad (7)$$

Здесь $k_{П}^{РК}$ — общая пористость по данным РК; $C_{ГК}$ — поправочный множитель за глинистость на основе ГК; R — отношение коэффициента глинистости по ГК к коэффициенту пористости по НК; β — численный фактор подгонки.

Выражение (7) для поправочного множителя за глинистость $C_{ГК}$ получено с помощью эмпирического анализа каротажных и керновых материалов с использованием под-

хода, положенного в основу способа фирмы Шлюмберже [Пирсон, 1966] определения пористости глинистых коллекторов комплексом (АК + ПС) — акустического каротажа и метода собственной поляризации.

Применение мультипликативного способа (6) имеет то преимущество, что в случае отсутствия керновых данных о составе глинистых минералов в исследуемом разрезе можно определять пористость в обсаженных и необсаженных скважинах только геофизическими методами НК и ГК.

Сопоставление результатов аддитивного и мультипликативного способов выполнено по данным измерений в газовых скважинах ДДВ.

По измерениям в четырех необсаженных скважинах ($d_{скв} = 216$ мм) на рис. 4, а для пластов плотных и уплотненных пород и глинистых коллекторов, в том числе газонасыщенных, построен следующий кроссплот: по оси абсцисс — пористость, полученная аддитивным способом (формулы (2)—(4)) при известном значении водородного индекса $\omega_{ГЛ}$; по оси ординат — пористость, определенная мультипликативным способом (6)—(7) при $\beta = 0,5$ в выражении для $C_{ГК}$.

На рис. 4, б, в представлены аналогичные кроссплоты для двух обсаженных скважин.

Из рис. 4 и поданных на них линейных уравнений регрессии вместе с коэффициен-

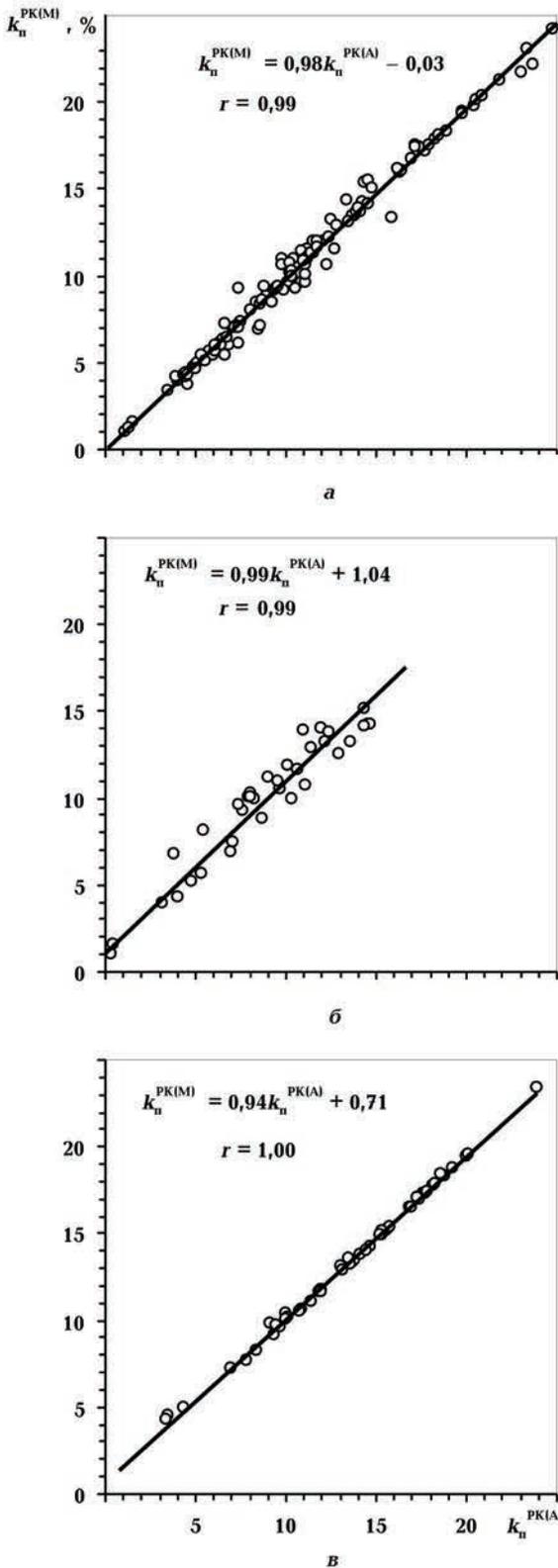


Рис. 4. Сопоставление пористости по комплексу НК + ГК, определенной аддитивным и мультипликативным способом в газовых скважинах ДДВ: а — $d_{\text{КРБ}} = 216$ мм; б — $d_{\text{КРБ}} = 216$ мм, $d_{\text{КОЛ}} = 168$ мм; в — $d_{\text{КРБ}} = 295$ мм, $d_{\text{КОЛ}} = 245$ мм.

тами корреляции следует, что “точный” (аддитивный) и приближенный (мультипликативный) способы соответствуют друг другу с достаточной для практики точностью ($\pm 2\%$), в том числе при определении пористости через стальную колонну и цементное кольцо.

Таким образом, предложенный мультипликативный способ позволяет:

- повысить оперативность и уменьшить стоимость работ, что связано с возможностью определения пористости без анализа керна на тип глинистых минералов;

- получить количественную оценку общей пористости по данным комплекса только геофизических методов НК и ГК в случае, когда информация о минеральном составе глин отсутствует;

- выполнить оценку пористости по данным НК и ГК в обсаженной скважине в случае, когда геофизические исследования в необсаженной скважине не были проведены или оказались некачественными.

Учет глинистости при определении пористости с помощью акустического каротажа. Аддитивный способ. Выражение для определения пористости глинистых пород на основе АК следует из эмпирического уравнения среднего времени для трехкомпонентной среды: неглинистый минеральный скелет — флюид — глина [Головацкая и др., 1984; Козьяр и др., 1999]:

$$k_{\Pi} = k_{\Pi}^{\text{AK}} - \lambda_{\text{ГЛ}} k_{\text{ГЛ}}, \quad (8)$$

где

$$k_{\Pi}^{\text{AK}} = \alpha \Delta t - \beta, \quad (9)$$

$$\lambda_{\text{ГЛ}} = \alpha \Delta t_{\text{ГЛ}} - \beta, \quad (10)$$

$$\alpha = (\Delta t_{\text{ФЛ}} - \Delta t_{\text{СК}})^{-1}, \quad \beta = \alpha \Delta t_{\text{СК}}. \quad (11)$$

Здесь k_{Π}^{AK} — пористость по АК; Δt — интервальное время распространения продольной волны в породе (регистрируемый параметр); $\lambda_{\text{ГЛ}}$ — параметр глинистости; $\Delta t_{\text{ГЛ}}$, $\Delta t_{\text{ФЛ}}$, $\Delta t_{\text{СК}}$ — интервальное время для глины, порового флюида и минерального непористого скелета соответственно; α , β — константы.

Как видно из сопоставления соотношений (8), (9) и (2), (3), между ними прослеживается формальная аналогия.

Коэффициент глинистости $k_{\text{ГЛ}}$ в уравнении (8) обычно определяется по данным ПС или ГК. Однако результат АК зависит еще и от

характера распределения глинистого вещества в породе [Интерпретация ..., 1988; Козяр и др., 1999]. Последнее формально регулируется параметром глинистости $\lambda_{\text{гл}}$, если рассматривать его как эмпирический фактор.

Определение пористости по АК с учетом глинистости аддитивным способом усложнено необходимостью использовать как геофизические методы, так и лабораторные исследования керна.

Мультипликативный способ АК+ПС. Для учета глинистости в разрезе ПС с использованием только геофизических методов АК и ПС предложена эмпирическая формула, имеющая мультипликативную форму (способ фирмы Шлюмберже) [Пирсон, 1966]:

$$k_{\text{п}}^{\text{АК+ПС}} = S_{\text{ПС}} k_{\text{п}}^{\text{АК}},$$

$$S_{\text{ПС}} = (2 - \alpha_{\text{ПС}})^{-1}, \quad (12)$$

где $S_{\text{ПС}}$ — поправочный коэффициент фирмы Шлюмберже за глинистость на основе ПС; $\alpha_{\text{ПС}}$ — интерпретационный параметр ПС.

Мультипликативный способ (12) разработан на основе анализа результатов АК и ПС для уплотненных глинистых песчаников с межзерновой пористостью [Пирсон, 1966], однако его применяют и в других случаях [Козяр и др., 1999].

Недостатки способа (12) состоят в следующем: 1) в ряде важных для практики случаев метод ПС неинформативен (например, когда минерализация промывочной жидкости близка к минерализации флюида в прискважинной зоне); 2) параметр $\alpha_{\text{ПС}}$ зависит не только от глинистости и ее структуры, но и от истинной пористости; 3) в обсаженной скважине проведение электрического каротажа методом ПС невозможно.

Мультипликативный способ АК+ГК. Недостатки способа (12), связанные с компонентом ПС комплекса АК+ПС, можно устранить путем использования ГК (вместо ПС) для определения поправочного коэффициента за глинистость [Патент № 86678, 2009]. Рассмотрим этот вопрос более детально.

Известно [Интерпретация ..., 1988], что интерпретационный параметр $\alpha_{\text{ПС}}$ связан не только с глинистостью, но и с пористостью, что выражается зависимостью $\alpha_{\text{ПС}}$ от относительной глинистости $\eta_{\text{гл}}$:

$$\eta_{\text{гл}} = k_{\text{гл}} / (k_{\text{гл}} + k_{\text{п}}). \quad (13)$$

Зависимость $\alpha_{\text{ПС}}$ от $\eta_{\text{гл}}$ определяется адсорбционной активностью глинистого материала и минерализацией пластовых вод [Интерпретация ..., 1988] и устанавливается эмпирически. Для средних значений активности и минерализации связь между $\alpha_{\text{ПС}}$ и $\eta_{\text{гл}}$ имеет особенно простой вид

$$\alpha_{\text{ПС}} \approx 1 - \eta_{\text{гл}}. \quad (14)$$

В этом случае поправочный коэффициент за глинистость S в формуле (12) принимает вид

$$S = (1 + \eta_{\text{гл}})^{-1} = \left(1 + \frac{k_{\text{гл}}}{k_{\text{гл}} + k_{\text{п}}} \right)^{-1}. \quad (15)$$

Определяя коэффициент глинистости $k_{\text{гл}}$ с помощью интерпретационного параметра ГК ΔI_{γ} : $k_{\text{гл}} = \varphi(\Delta I_{\gamma})$ (см. рис. 3) и полагая, что в поправочном коэффициенте (15) в первом приближении $k_{\text{п}} \approx k_{\text{п}}^{\text{АК}}$, получим

$$S_{\text{ГК}} = \left(1 + \frac{\varphi(\Delta I_{\gamma})}{\varphi(\Delta I_{\gamma}) + k_{\text{п}}^{\text{АК}}} \right)^{-1}. \quad (16)$$

Следовательно, мультипликативная форма определения пористости глинистых пород с помощью комплекса АК+ГК имеет вид

$$k_{\text{п}}^{\text{АК+ГК}} = S_{\text{ГК}} k_{\text{п}}^{\text{АК}}. \quad (17)$$

На рис. 5. выполнено сопоставление результатов мультипликативных способов АК+ПС и АК+ГК по данным измерений в газовых скважинах ДДВ.

По измерениям в пяти необсаженных скважинах ($d_{\text{скв}} = 216$ мм) на рис. 5, а для пластов плотных, уплотненных пород и глинистых коллекторов, в том числе газонасыщенных, в виде кроссплота сопоставлены пористости, полученные мультипликативными способами АК+ПС (формулы (12)) и АК+ГК (формулы (15)—(17)).

Возможность использования выражений (15)—(17) для интерпретации измерений в обсаженных скважинах демонстрирует рис. 5, б, на котором представлен кроссплот пористости, определенной по мультипликативному способу АК+ПС до обсадки и мультипликативному способу АК+ГК после обсадки скважины ($d_{\text{скв}} = 190$ мм, $d_{\text{кол}} = 146$ мм).

Как показывают на рис. 5 уравнения регрессии с относительно высокими коэффициен-

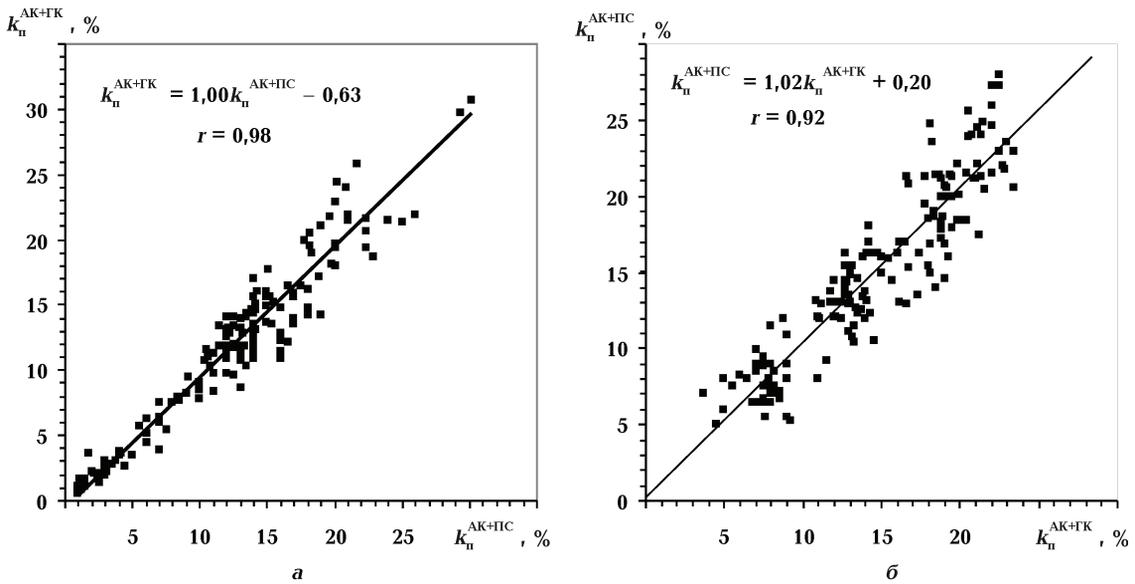


Рис. 5. Сопоставление пористости, определенной мультипликативным способом по комплексу АК + ПС и АК + ГК, в пяти необсаженных (а) и одной обсаженной (б) газовых скважинах ДДВ.

тами корреляции, оба мультипликативных способа дают близкие значения пористости.

Таким образом, предлагаемый способ определения пористости глинистых пластов-коллекторов позволяет в необсаженных скважинах вместо комплекса АК + ПС (или наряду с ним) применять комплекс АК + ГК на основе выражений (15)—(17). Эти же выражения можно использовать и при определении пористости глинистых пластов в обсаженных скважинах. Этим самым расширяется область использования АК с целью определения пористости глинистых коллекторов. В частности, в случае, когда результаты ПС оказались некачественными или непригодными для интерпретации или когда вследствие необходимости срочной обсадки скважины электрический каротаж не был проведен, предложенный способ использования комплекса АК + ГК позволяет количественно оценивать пористость коллекторов с учетом их глинистости как в необсаженных, так и в обсаженных скважинах.

Пример использования пористостей, определенных по радиоактивному и акустическому каротажу. В одной из газовых скважин восточной части ДДВ в 2005 г. до обсадки по комплексу методов ГИС выделено ряд пластов и определены их пористость по АК и характер насыщения по электрическому каротажу. В 2009 г. с целью уточнения параметров пластов в обсаженной скважине был проведен радиоактивный каротаж новым прибором

СНК-89. На рис. 6 для терригенной части разреза скважины сопоставлены результаты определения пористости по АК + ПС (до обсадки) и по РК (после обсадки).

Согласно общим принципам [Головацкая и др., 1984; Интерпретация ..., 1988]: 1) для терригенных низкоглинистых водонасыщенных пластов с межзерновой пористостью значения пористости по НК и по АК близки (в

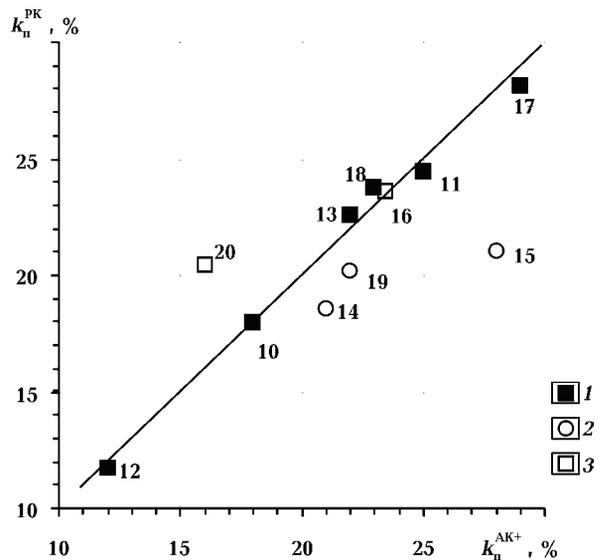


Рис. 6. Сопоставление пористости, определенной по акустическому и радиоактивному каротажу ($d_{\text{СКВ}} = 216$ мм, $d_{\text{КОЛ}} = 168$ мм): 1—3 — пласты (1 — водоносные, 2 — газоносные, 3 — обводненные).

идеале совпадают); 2) пористость газонасыщенного пласта, определенная по НК, занижена, а пористость по АК завышена (сравнительно с водонасыщенным пластом такой же истинной пористости); 3) для глинистых пластов пористость по РК может существенно превышать пористость по АК⁺.

Исходя из этого (см. рис. 6) подтверждено, что: 1) пласты № № 14, 15 и 19 — газоносные; 2) пласты № № 10—13, 17, 18 — водоносные; 3) пласты № 16 и № 20, которые по результатам интерпретации комплекса ГИС в открытом стволе были определены как газоносные, обводнились; при этом для высокоглинистого пласта № 20 ($k_{га} \approx 28\%$) $k_{п}^{ПК}$ больше $k_{п}^{АК+}$ на ~ 4 %, тогда как для низкоглинистого пласта № 16 ($k_{га} \approx 7\%$) пористости по РК и по АК практически совпали.

Таким образом, комплексное использование пористостей по РК и по АК, благодаря различным физическим основам этих методов, позволяет разделять газонасыщенные и водонасыщенные коллекторы в обсаженных скважинах.

Заключение. Полученные результаты и рассмотренные примеры показывают доста-

точно высокую практическую эффективность использования нейтрон-нейтронного и акустического каротажа вместе с гамма-каротажем для определения пористости глинистых пород в разрезе обсаженных нефтегазовых скважин.

Рассмотренные аддитивные (традиционные) и предложенные нами новые мультипликативные способы определения пористости с учетом глинистости, при определенных условиях работают как в обсаженных, так и необсаженных скважинах и имеют одинаковый формализм. Однако приближенные мультипликативные способы базируются только на геофизических скважинных методах измерений, тогда как аддитивные способы требуют дополнительно априорного знания свойств глинистого материала.

Комплексирование радиоактивного и акустического каротажа в обсаженных скважинах позволяет решать конкретные задачи промысловой геофизики — определять характер насыщения, оценивать коэффициент нефтегазонасыщенности, коэффициент остаточной водонасыщенности, определять положение флюидоконтактов и др.

Список литературы

- Головацкая И. В., Гулин Ю. А., Еникеева Ф. Х., Велижанин В. А., Журавлев Б. К., Козяр В. Ф., Ручкин А. В., Резванов Р. А. Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа. — Калинин: ВНИГИК, 1984. — 112 с.
- Добрынин В. М., Венгельштейн Б. Ю., Кожевников Д. А. Петрофизика. — Москва: Недра, 1991. — 368 с.
- Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник / Под ред. В. М. Добрынина. — Москва: Недра, 1988. — 476 с.
- Кармазенко В. В., Кулик В. В. Многозондовые приборы нейтрон-нейтронного каротажа с согласованными зондами медленных и надтепловых нейтронов // НТВ "Каротажник". — Тверь: АИС, 2008. — Вып. 6. — С. 68—82.
- Козяр В. Ф., Белоконь Д. В., Козяр Н. В., Смирнов Н. А. Акустические исследования в нефтегазовых скважинах — состояние и направления развития // НТВ "Каротажник". — Тверь: АИС, 1999. — Вып. 63. — С. 10—117.
- Патент № 64413. Спосіб багатозондового нейтронного каротажу для визначення пористості і характеру насичення колекторів та пристрій для його здійснення / В. В. Кулик, С. Т. Звольський. — Опубл. 15.12.2005, Бюл. № 12.
- Патент № 66155. Багатозондовий прилад нейтронного каротажу для визначення петрофізичних параметрів порід-колекторів / В. В. Кулик, С. Т. Звольський, В. І. Старостенко, П. О. Загороднюк, І. П. Гафич, В. В. Кармазенко. — Опубл. 16.01.2006, Бюл. № 1.
- Патент № 74972. Спосіб багатозондового нейтронного каротажу для визначення пористості і коефіцієнта нафтонасиченості колекторів та пристрій для його здійснення / В. В. Кулик, М. С. Бондаренко, В. В. Кармазенко. — Опубл. 15.02.2006, Бюл. № 2.

- Патент* № 86678. Спосіб визначення пористості глинистих порід в нафтогазових свердловинах / Г. О. Кашуба, В. В. Кулик, М. С. Бондаренко. — Опубл. 12.05.2009, Бюл. № 9.
- Заявка на винахід* № а200710399. Спосіб визначення загальної пористості глинистих гірських порід в обсаджених і необсаджених свердловинах / В. В. Кулик, М. С. Бондаренко. Позитивне рішення ДП «Укрпатент» від 25.02.10.
- Пирсон С. Дж.* Справочник по интерпретации данных каротажа. — Москва: Недра, 1966. — 416 с.
- Резванов Р. А.* Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин. — Москва: Недра, 1982. — 368 с.
- Скважинная ядерная геофизика.* Справочник геофизика / Под ред. О. Л. Кузнецова, А. Л. Поляченко. — Москва: Недра, 1990. — 318 с.
- Ядерно-физические* и акустические методы выделения продуктивных пластов в обсаженных скважинах: Тр. ВНИИЯГГ, вып. 11. — Москва: Недра, 1972. — 116 с.