

Определение проницаемости по данным геофизических исследований скважин на основе петрофизического инварианта

К.В. Коваленко^{1,2*}, Н.Е. Лазуткина^{1**}, О.М. Пономаренко^{1,2}, Л.Ф. Зарипова^{1,2}

1 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

2 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия

E-mail: *kazimirk@hotmail.com, **lazutnat@mail.ru

Аннотация. Достоверность определения фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов нефти и газа зависит от информативности комплексов петрофизических и геофизических исследований скважин, а также эффективности методик интерпретации полученных данных.

Для определения проницаемости по данным геофизических исследований скважин без использования корреляционной связи проницаемости с пористостью в работе предложено преобразованное на основе петрофизического инварианта (нормированной эффективной пористости) уравнение Козени–Кармана.

Уравнение позволяет учесть неоднородность порового пространства межзернового коллектора при соответствующей петрофизической настройке на содержание основных гранулометрических фракций.

Ключевые слова: проницаемость, петрофизический инвариант, эффективная пористость, петрофизические исследования, интерпретация данных ГИС.

Для цитирования: Коваленко К.В., Лазуткина Н.Е., Пономаренко О.М., Зарипова Л.Ф. Определение проницаемости по данным геофизических исследований скважин на основе петрофизического инварианта // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 17–26. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art2>

Постановка задачи

Проницаемость определяет фильтрационные свойства коллектора, что актуализирует изучение этого параметра при построении геологических и гидродинамических моделей месторождений нефти и газа. Как правило, эмпирические сопоставления типа «керна–керна» выступают базисом для определения проницаемости коллекторов по данным геофизических исследований скважин (ГИС). Для расчета проницаемости используют эмпирическую связь с общей или открытой пористостью. Если изучаемые коллекторы достаточно однородны, то по результатам лабораторных анализов кернового материала могут быть получены связи с высоким коэффициентом корреляции.

В работах [1–4] показано, что между проницаемостью и эффективной пористостью отмечаются связи с большим коэффициентом корреляции, чем между проницаемостью и открытой пористостью.

Строго говоря, абсолютная проницаемость, характеризующая этот показатель породы в сухом состоянии для газа, не учитывает взаимодействие флюидов с поверхностью породы, в отличие от эффективных и фазовых проницаемостей по воде и углеводородам. Но, так как абсолютная проницаемость коррелирует с эффективной, актуальность способов ее расчета по данным ГИС сохраняется [2].

Ранее было показано [2], что эффективная пористость может быть определена методами ГИС, для полиминеральных неоднородных коллекторов. Именно она является высокоинформативным параметром, позволяющим рассчитывать проницаемость более точно, чем при использовании открытой пористости.

В статье рассмотрено использование зависимости проницаемости от величины петрофизического инварианта Ψ (нормированной эффективной пористости или эффективной пористости $K_{n\text{эф}}$, деленной на ее максимальное значение в изучаемом интервале пласта $K_{n\text{эф макс}}$ [2]) с учетом размеров и содержания основных гранулометрических фракций, основанное на преобразовании известного уравнения Козени–Кармана.

Взаимосвязи параметров уравнения Козени–Кармана с эффективной пористостью

В классической форме уравнение Козени–Кармана имеет вид:

$$K_{np} = \frac{K_{n\text{эф}}^3}{fT^2S_{yd}^2}, \quad (1)$$

где $K_{n\text{эф}}$ – эффективная пористость;

S_{yd} – удельная поверхность;

T – относительная извилистость каналов;

f – коэффициент, отражающий форму порового канала [3, 4].

Рассмотрим параметры, входящие в уравнение (1), с позиции практического использования этого уравнения при интерпретации данных геофизических исследований скважин. Эффективная пористость, входящая в числитель, определяется по результатам интерпретации материалов ГИС [2, 5].

В знаменатель входят следующие параметры: коэффициент формы канала, относительная извилистость каналов, удельная поверхность.

Эти параметры напрямую по данным ГИС не измеряются. Они могут быть определены на основании установленных связей с фильтрационно-емкостными и компонентными характеристиками коллектора. В качестве основного параметра для установления этих закономерностей будем использовать эффективную пористость.

Рассмотрим, каким образом можно смоделировать взаимосвязи эффективной пористости с удельной поверхностью и относительной извилистостью для их включения в уравнение (1).

Изменение удельной поверхности зависит от содержания в коллекторе различных гранулометрических фракций. Степень изменчивости удельной поверхности обуславливает неоднородность коллекторов и, как следствие, различие петрофизических связей, используемых для интерпретации данных ГИС. В процессе исследования принимаем модель коллектора, в которой матрица (или скелет) коллектора образован песчаной и алевроитовой фракциями; емкость скелета заполняет глинистая фракция, являющаяся цементом. Основными факторами, определяющими фильтрационные свойства коллектора, выступают содержание и свойства цемента полиминерального состава [2, 3, 6, 7].

Используя выражение, определяющее величину удельной поверхности при сферической форме зерен в зависимости от диаметра частиц [3, 4], рассчитаем полную удельную поверхность породы как сумму удельных поверхностей матрицы, состоящей из песчаной и алевроитовой составляющих, и цемента, представленного пелитовой фракцией:

$$S_{уд} = 6 \left(\frac{K_{песч}}{d_{песч}} + \frac{K_{алев}}{d_{алев}} + \frac{K_{гл наб}}{d_{гл}} \right), \quad (2)$$

где $K_{песч}$ – объемное содержание песчаной фракции, $K_{алев}$ – объемное содержание

алевритовой фракции, $K_{гл наб}$ – объемное содержание глинистой фракции с учетом набухания;

$d_{песч}$, $d_{алев}$ и $d_{гл}$ – средние диаметры зерен фракций по данным гранулометрического анализа.

Объемная модель коллектора представляет собой сумму коэффициентов, определяющих долю объема каждой из компонент:

$$K_n + K_{тв} = K_n + K_{ск} + K_{гл} = K_{песч} + K_{алев} + K_{гл} + K_n = 1, \quad (3)$$

где $K_{ск}$ – объемное содержание скелетной фракции;

$K_{п ск}$ – пористость скелета (матрицы).

$$K_{ск} = K_{песч} + K_{алев}, \quad K_{п ск} = K_n + K_{гл}.$$

Отметим, что $K_{ск} = 1 - K_{п ск}$ для «чистого» коллектора при отсутствии цемента.

На рис. 1 показано, что в гранулярном коллекторе между содержаниями песчаной и алевритовой фракций наблюдается достаточно тесная обратная корреляция. Это указывает на то, что одна фракция замещает другую. Важно отметить, что сумма объемов

этих фракций остается постоянной, а это означает, что пористость скелета коллектора изменяется незначительно при изменениях размеров зерен скелетной фракции коллектора. Сумма объемных содержаний этих фракций удовлетворяет соотношению:

$$K_{песч} + K_{алев} = 1 - K_{п ск} = \text{const} \quad [2].$$

Сопоставления содержаний песчаной и алевритовой фракций с величиной петрофизического инварианта Ψ показаны на рис. 2.

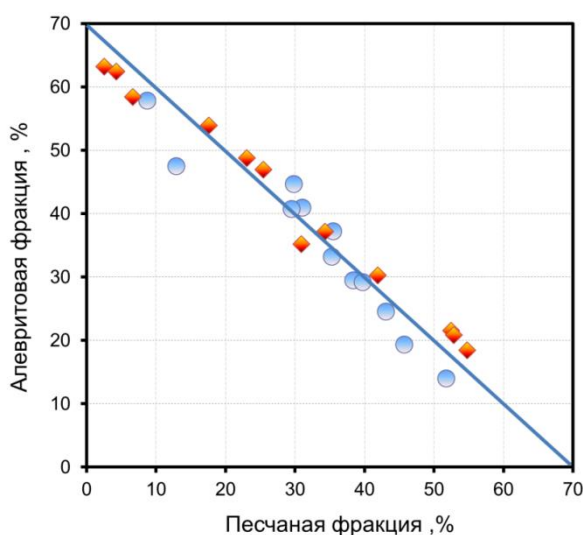


Рис. 1. Связь между содержаниями песчаной (●) и алевритовой (◆) фракций мелкозернистого песчаника мелового возраста по данным двух скважин Западной Сибири

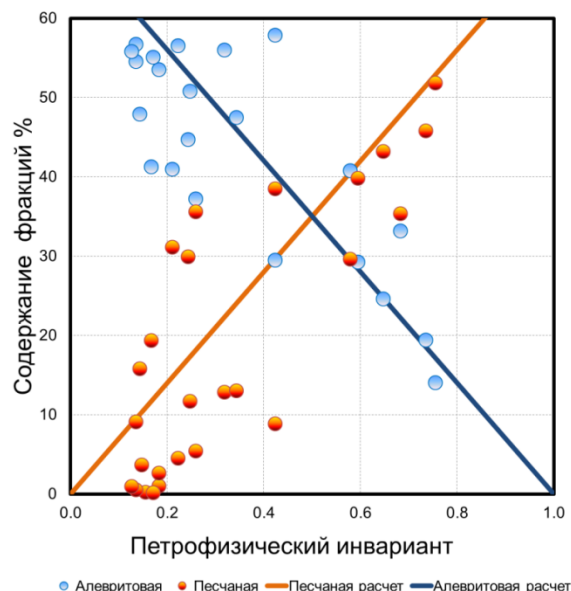


Рис. 2. Сопоставления содержаний песчаной и алевритовой фракций с величиной петрофизического инварианта Ψ в мелкозернистом песчанике мелового возраста, Западная Сибирь. Линии – модельные взаимосвязи $K_{песч}(\Psi)$ и $K_{алев}(\Psi)$

Можно сделать вывод, что содержание песчаной фракции $K_{песч}$ коррелирует с Ψ на уровне линейного тренда $K_{песч} = a \cdot \Psi + b$. При $\Psi = 1$ имеем чистый неглинистый коллектор, в котором отсутствуют алевритовая и глинистая фракции.

Согласно (3), величина

$$K_{ск} = K_{песч} = 1 - K_{пск}.$$

При $\Psi = 0$ задаем $K_{песч} = 0$ и, выражая коэффициенты линейного тренда, для описания связи $K_{песч}$ с Ψ получаем выражение:

$$K_{песч} = \Psi(1 - K_{пск}).$$

Соответственно, так как

$$K_{ск} = \text{const},$$

связь содержания алевритовой фракции $K_{алев}$ с Ψ описывается уравнением:

$$K_{алев} = (1 - \Psi)(1 - K_{пск}).$$

Для определения удельной поверхности из уравнения (2) по данным гранулометрического анализа необходимо задание средних значений диаметров зерен

каждой фракции. Если величины средних значений диаметров песчаной и алевритовой фракций варьируются в малых диапазонах, то размер глинистой фракции изменяется в зависимости от минералогического состава цемента и, как следствие, степени набухания.

Исходя из связи коллекторских свойств с типом глинистых минералов [1, 2, 6, 8], для учета переменного диаметра зерен глинистой фракции при изменении величины петрофизического инварианта используем соотношение

$$d_{гг} = d_{гг\text{ мин}}(1 + C_1\Psi),$$

где $d_{гг\text{ мин}}$ – средний диаметр пелитовой фракции;

C_1 – эмпирический коэффициент, учитывающий изменение диаметра пелитовой фракции при изменении коэффициента набухания.

Согласно этому соотношению, с увеличением эффективной пористости и, соответственно, с улучшением коллекторских свойств, средний диаметр глинистой фракции увеличивается [6, 8].

Выражение для определения удельной поверхности с использованием эффективной пористости и средних диаметров зерен гранулометрических фракций принимает следующий вид:

$$S_{уд} = 6 \left[\frac{\Psi(1 - K_{пск})}{d_{песч}} + \frac{(1 - \Psi)(1 - K_{пск})}{d_{алев}} + \frac{K_{гг\text{ наб}}}{d_{гг}(1 + C_1\Psi)} \right], \quad (4)$$

где, как показано в [2, 3],

$$K_{гг\text{ наб}} = K_{гг}K_{пгг}/(1 - K_{пгг}) + K_{гг} = K_{п\text{ эф макс}} - K_{п\text{ эф}}.$$

В выражение (1) входит произведение квадрата относительной извилистости (отношение среднестатистической длины каналов к длине образца) на коэффициент

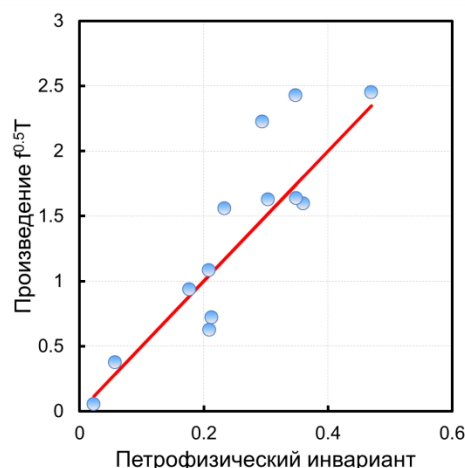
формы канала. Совокупность пор и капилляров природных коллекторов образует сложную систему, поры и капилляры имеют переменное сечение [4, 7].

Следовательно, параметр формы порового канала в (1) нельзя считать в полной мере коэффициентом – он является некоторой функцией формы канала, практическое определение которой не представляется возможным. Аналогичный вывод справедлив и для параметра извилистости T . Поскольку произведение fT^2 в выражении (1) не остается постоянной величиной при движении по разрезу, то необходимы взаимосвязи, позволяющие учесть изменение этого произведения по глубине исследования. Рассмотрим наличие искомой взаимосвязи с параметром Ψ .

По измеренным на образцах керна значениям проницаемости и эффективной пористости, рассчитав удельную поверхность по выражению (4), имеем возможность вычисления произведения $f^{1/2}T$, входящего в уравнение (1). На рис. 3 показана взаимосвязь рассчитанного произведения $f^{1/2}T$ с величиной петрофизического инварианта Ψ для мелкозернистых глинистых песчаников юрского возраста Западной Сибири. Линейный тренд между параметрами $f^{1/2}T$ и Ψ можно описать выражением:

$$f^{1/2}T = C_2\Psi,$$

где C_2 – эмпирический коэффициент пропорциональности, который необходимо варьировать до получения удовлетворительного сопоставления расчетных и измеренных значений проницаемости.



— модельная взаимосвязь $f^{1/2}T(\Psi)$

Рис. 3. Сопоставление расчетного произведения $f^{1/2}T$ с величиной петрофизического инварианта Ψ в мелкозернистых глинистых песчаниках юрского возраста, Западная Сибирь

Таким образом, преобразованное уравнение Козени–Кармана принимает следующий вид:

$$K_{np} = \frac{K_{n\text{эф}}^3}{(C_2\Psi)^2} \left[6 \left(\frac{\Psi(1 - K_{n\text{ск}})}{d_{\text{песч}}} + \frac{(1 - \Psi)(1 - K_{n\text{ск}})}{d_{\text{алев}}} + \frac{K_{n\text{эф макс}} - K_{n\text{эф}}}{d_{\text{гл}}(1 + C_1\Psi)} \right) \right]^{-2}. \quad (5)$$

Практические примеры использования преобразованного уравнения

В качестве примера воспользуемся результатами лабораторных анализов керна материала песчаников мелового и юрского возраста месторождений Западной Сибири.

На рис. 4а представлено сопоставление пористости и абсолютной проницаемости (данные интервала глубин 2300–2800 м): по результатам лабораторных измерений (голубые маркеры) и значения проницаемости, рассчитанные по уравнению (5) (красные маркеры).

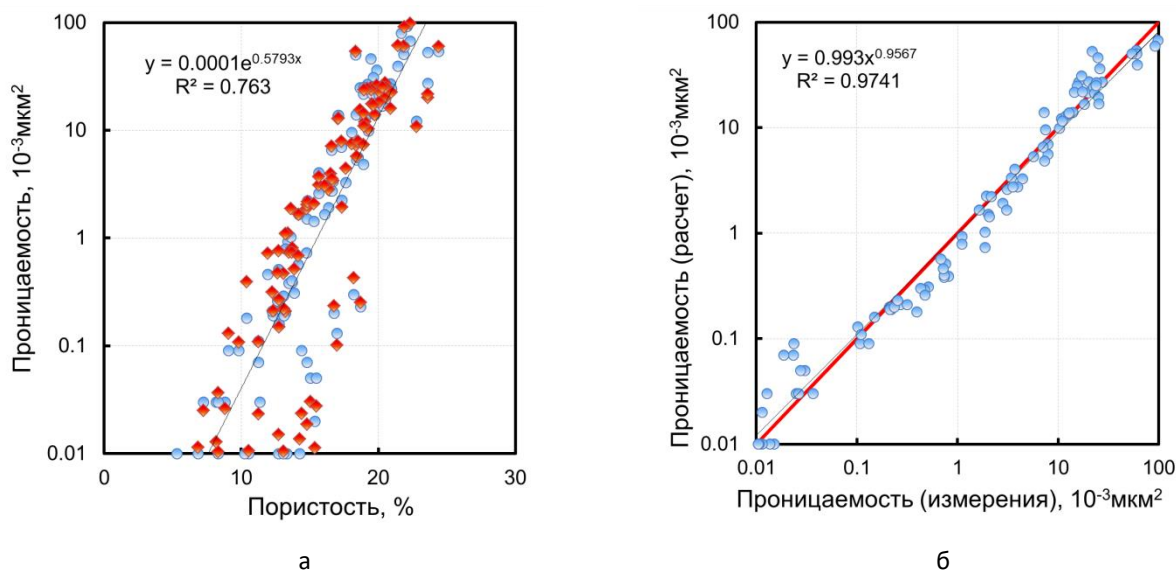


Рис. 4. Сопоставление:

- а – абсолютной проницаемости с пористостью, измеренных (●) и рассчитанных по уравнению (5) (●);
б – измеренных и рассчитанных по (5) значений $K_{пр}$ для песчаников мелового и юрского возраста (2300–2800 м), Западная Сибирь

Эффективная пористость определена по данным лабораторных измерений K_n и $K_{во}$. Пористость скелета породы задана как функция глубины (вывод этой зависимости приведен в [2]), а максимальная эффективная пористость – уравнением:

$$K_{n \text{ эф макс}} = K_{n \text{ ск}} - K_{n \text{ ск}} K_{во \text{ ск}},$$

где $K_{n \text{ ск}} K_{во \text{ ск}} = 5,56\%$, согласно оценкам для Западной Сибири, приведенным в [2].

Средние диаметры фракций рассчитаны по результатам гранулометрического анализа:

- для песчаной фракции $d_{\text{песч}} = 0,25$ мм,
- для алевритовой фракции $d_{\text{алев}} = 0,095$ мм,
- для глинистой фракции $d_{\text{гл мин}} = 0,0015$ мм.

Значения коэффициентов приняты как $C_1 = 3$ и $C_2 = 5$.

На рис. 4а видно, что уравнение (5) позволяет получить близкие к измеренным значения проницаемости. График на рис. 4б иллюстрирует сопоставление измеренных и рассчитанных по преобразованному уравнению (5) значений проницаемости с высоким уровнем достоверности ($R^2 = 0,97$).

Важно отметить, что преобразованное уравнение (5) не является функциональной зависимостью для всего разреза, а позволяет проводить расчет проницаемости для каждого образца в отдельности с учетом его индивидуальных особенностей, характеризующихся, в том числе, параметром Ψ , определяемым по ГИС. Возможность расчета эффективной пористости по ГИС позволяет в полной мере реализовать преимущества модифицированного уравнения (5).

На рис. 5 приведен пример определения проницаемости по результатам интерпретации материалов ГИС одного из месторождений Западной Сибири.

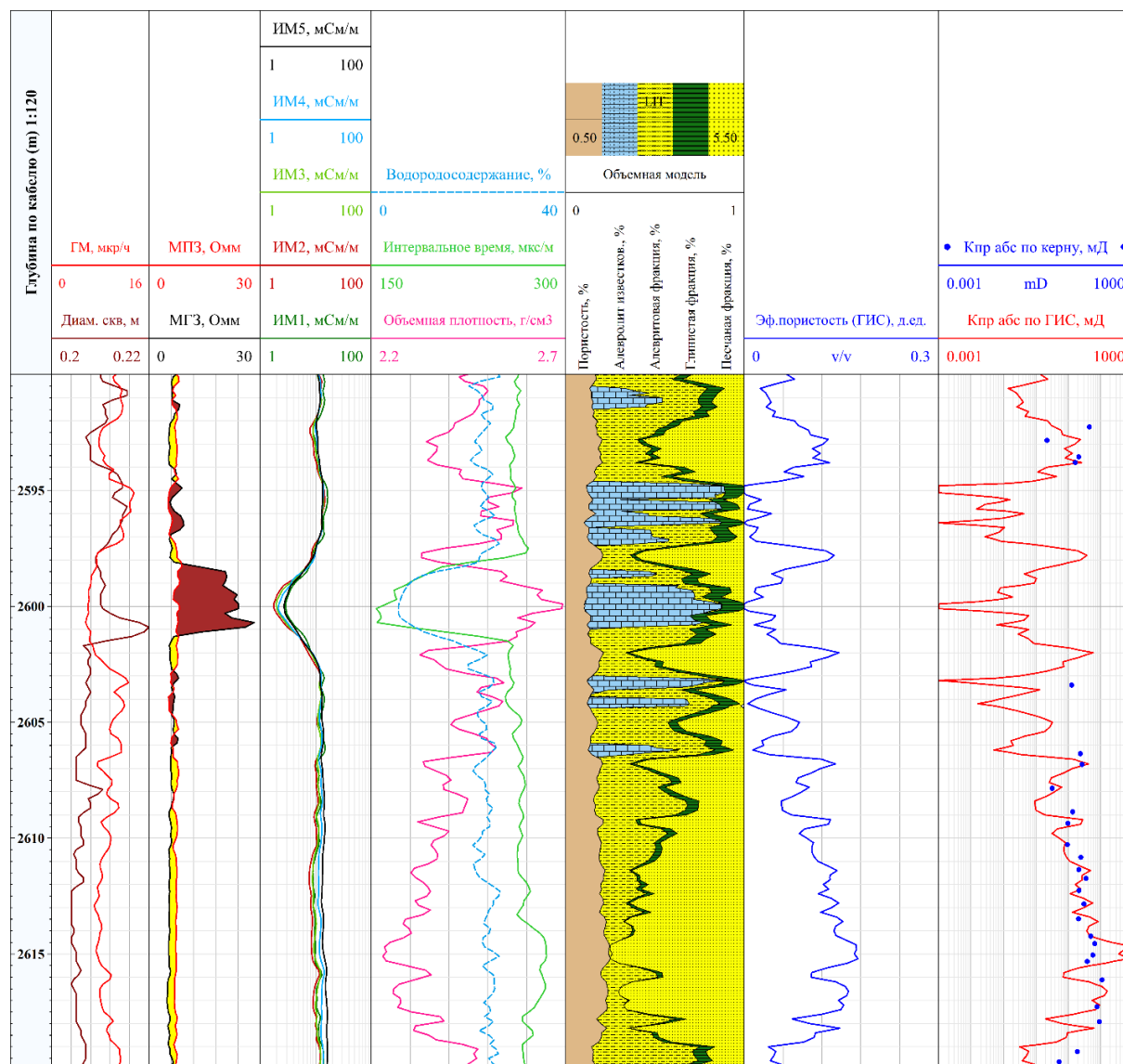


Рис. 5. Результаты определения проницаемости по данным ГИС и керну по одному из месторождений Западной Сибири

Согласно описанию керна и данным исследований шлифов, разрез состоит из неравномерного переслаивания песчаников мелкозернистых, неравномерно алевритовых, с неравномерным содержанием карбонатов), алевритов (неравномерно песчаных, сидеритизированных. Цемент кварцево-регенерационный, пленочно-поровый. Поровый цемент представлен сидеритом, каолинитом, гидрослюдой, кальцитом, лейкоксеном и хлоритом. Пленки гидрослюдистые, сидеритовые, редкие прерывистые хлоритовые.

В примере на рис. 5 переменной величиной, определяемой по данным ГИС, является эффективная пористость (методика расчета эффективной пористости по результатам комплексной интерпретации данных ГИС рассмотрена в [8]). Остальные параметры: средние диаметры гранулометрических фракций ($d_{песч}$, $d_{алев}$ и $d_{гл}$), максимальные значения эффективной пористости ($K_{н\text{эф макс}}$) и пористости скелета ($K_{нск}$), а также коэффициенты C_1 и C_2 в уравнении (5) необходимо предварительно определять по результатам лабораторных исследований керна.

Выводы

К одному из важнейших результатов геологоразведочных и промысловых работ необходимо относить возможность количественного прогноза фильтрационных свойств коллекторов залежи в процессе разработки, определения характеристик продуктивности и состава притока. Эти задачи подчеркивают необходимость разработки и использования точных и надежных методик определения различных типов проницаемости по результатам исследований керна и интерпретации данных комплекса ГИС, не только эмпирических, но и параметрических [2, 6].

Традиционно используемая для описания связи $K_{np}(K_n)$ экспоненциальная функция $K_{np} = a \cdot \exp(bK_n)$ обладает ограничениями в случае необходимости описания измеренных значений проницаемости для неоднородных коллекторов с высокой точностью. Очевидно, что возможно проведение более тесных корреляций по отдельным литотипам или группам пород. В этом случае при интерпретации данных ГИС возникает

необходимость предварительного выделения данных литотипов или групп в разрезе, что является самостоятельной задачей.

Петрофизический инвариант ($\Psi = K_{n\text{эф}}/K_{n\text{эф макс}}$), определяемый по данным ГИС, позволяет рассчитать проницаемость по уравнению (5) с разделением на отдельные литотипы или без, как показано в примере на рис. 4, с учетом изменения удельной поверхности, а также формы и извилистости поровых каналов по глубине.

Таким образом, в работе предложено преобразованное уравнение Козени–Кармана в виде выражения, которое позволяет учитывать неоднородность порового пространства межзерновых коллекторов и обеспечивает определение проницаемости по данным ГИС без использования эмпирических связей $K_{np}(K_n)$.

Модифицированное выражение представляет собой полуэмпирическое параметрическое уравнение, базирующееся на теоретически обоснованном уравнении Козени–Кармана, допускающее настройку на конкретный коллектор и интервал разреза.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема: «Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях», № 122022800274-8).

Литература

1. Индрупский И.М., Блинова Е.Ю., Коваленко К.В. Влияние неоднородности вещественного состава цемента на петрофизические и фильтрационные характеристики коллектора. // Нефтяное хозяйство. 2013. № 7. С. 76–80.
2. Кожевников Д.А., Коваленко К.В. Изучение коллекторов нефти и газа по результатам адаптивной интерпретации геофизических исследований скважин. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011. 219 с.
3. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (Физика горных пород): Учебник для вузов. М.: Изд-во «Нефть и газ», 2004. 368 с.
4. Кобранова В.Н. Петрофизика: Учебник для вузов. М.: Недра, 1986. 392 с.

5. *Кожевников Д.А., Лазуткина Н.Е., Коваленко К.В.* Определение эффективной пористости в гранулярном коллекторе по данным ГИС с обоснованием опорных параметров // Каротажник. 2016. № 1(259). С. 45–54.
6. *Леонтьев Е.И., Дорогиницкая Л.М., Кузнецов Г.С., Малыхин А.Я.* Изучение коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами. М.: Недра, 1974. 240 с.
7. *Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Большаков М.Н. и др.* Методика определения средних значений диаметров пор и каналов горных пород по данным ГИС на основе литолого-петрофизических исследований // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 1(32). С. 47–57. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art4>
8. *Kozhevnikov D.A., Lazutkina N.Ye.* Nuclear geophysics methods – an information kernel of logging data complex interpretation system // IEEE Transactions on Nuclear Science. 1995. Vol. 42, No. 4. P. 620–625. <https://doi.org/10.1109/23.467902>

Determination of permeability from well logging data based on the petrophysical invariant

K.V. Kovalenko^{1,2*}, N.E. Lazutkina^{1**}, O.M. Ponomarenko^{1,2}, L.F. Zaripova^{1,2}

1 – National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

2 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

E-mail: *kazimirk@hotmail.com, **lazutnat@mail.ru

Abstract. The reliability of determining the permeability and porosity properties of oil and gas reservoirs depends on the informative value of the sets of petrophysical and geophysical well surveys and the efficiency of the methods for interpreting the obtained data.

In order to determine the permeability from well logging data without using a correlation between permeability and porosity, the paper proposes the Kozeny–Carman equation, transformed on the basis of a petrophysical invariant (normalized effective porosity).

The equation makes it possible to take into account the heterogeneity of the pore space of the intergranular reservoir with an appropriate petrophysical setting for the content of the main granulometric fractions.

Keywords: permeability, petrophysical invariant, effective porosity, petrophysical surveys, well logging data interpretation.

Citation: Kovalenko K.V., Lazutkina N.E., Ponomarenko O.M., Zaripova L.F. Determination of permeability from well logging data based on the petrophysical invariant // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 2(37). P. 17–26. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art2> (In Russ.).

References

1. Indrupskiy I.M., Blinova E.Yu., Kovalenko K.V. The influence of heterogeneity of a clay component material composition on a reservoir petrophysical and filtration characteristics // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2013. No. 7. P. 76–80. (In Russ.).
2. Kozhevnikov D.A., Kovalenko K.V. Evaluation of oil and gas reservoirs with the adaptive well log analysis. Moscow: Gubkin University, 2011. 219 p. (In Russ.).
3. Dobrynin V.M., Wendelstein B.Yu., Kozhevnikov D.A. Petrophysics (Physics of rocks): Textbook for universities. Moscow: Neft i Gaz, 2004. 368 p. (In Russ.).
4. Kobranova V.N. Petrophysics: Textbook for universities. Moscow: Nedra, 1986. 392 p. (In Russ.).
5. Kozhevnikov D.A., Lazutkina N.E., Kovalenko K.V. Effective porosity evaluation in the granular reservoir from logs with marker parameters validated // Karotazhnik. 2016. No. 1(259). P. 45–54. (In Russ.).
6. Leontiev E.I., Doroginskaya L.M., Kuznetsov G.S., Malykhin A.Ya. Study of reservoirs of oil and gas fields in Western Siberia by geophysical methods. Moscow: Nedra, 1974. 240 p. (In Russ.).
7. Skibitskaya N.A., Kuzmin V.A., Bolshakov M.N. et al. Methodology for determining the average diameter of rock pores and channels by well-log data based on lithological and petrophysical studies // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 1(32). P. 47–57. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art4> (In Russ.).
8. Kozhevnikov D.A., Lazutkina N.Ye. Nuclear geophysics methods – an information kernel of logging data complex interpretation system // IEEE Transactions on Nuclear Science. 1995. Vol. 42, No. 4. P. 620–625. <https://doi.org/10.1109/23.467902>