

Теоретическое обоснование и создание петрофизических моделей остаточной водонасыщенности и эффективной пористости тонкослоистого коллектора

Н.И. Самохвалов^{1*}, К.В. Коваленко^{1,2}

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

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

E-mail: *hikz1@mail.ru

Аннотация. В работе рассмотрено теоретическое обоснование и математическое построение аналитических петрофизических моделей остаточной водонасыщенности и эффективной пористости гранулярных коллекторов с учетом наличия рассеянной тонкодисперсной фракции цемента (рассеянной глинистости), прослоев глин (слоистой глинистости) и связанной воды матрицы (скелета) породы.

Приведены модели для двух механизмов формирования остаточной водонасыщенности: в случае неизменной водоудерживающей способности скелета породы (объем связанной воды скелета не изменяется при заполнении емкости матрицы цементом) и для случая, при котором увеличение содержания агрегатного цемента приводит к уменьшению объема связанной воды скелета.

Такие модели необходимы для решения системы петрофизических уравнений, описывающих методы геофизических исследований скважин, с целью определения фильтрационно-емкостных свойств непрерывно по разрезу с учетом микрослоистости отложений, что, в свою очередь, повышает информативность результатов интерпретации.

Ключевые слова: петрофизика, эффективная пористость, остаточная (связанная) водонасыщенность, рассеянная и слоистая глинистость.

Для цитирования: Самохвалов Н.И., Коваленко К.В. Теоретическое обоснование и создание петрофизических моделей остаточной водонасыщенности и эффективной пористости тонкослоистого коллектора // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 12–25. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art2>

Введение

Выделение и определение фильтрационно-емкостных свойств неоднородных коллекторов, представленных пачками или тонким переслаиванием пород различного литологического состава, является актуальной задачей.

Петрофизическому моделированию общей пористости коллектора с учетом агрегатной глинистости посвящен ряд работ отечественных и зарубежных исследователей [1–7].

Более надежно характеризовать коллекторские свойства породы позволяет использование эффективной пористости [2], как интерпретационного параметра геофизических исследований скважин (ГИС). Переход к эффективной пористости позволяет повысить надежность выделения интервалов коллектора, определения насыщения, эффективных и фазовых проницаемостей по данным ГИС. Это подчеркивает актуальность петрофизического моделирования эффективной пористости с учетом неоднородности отложений.

Глинистые терригенные коллекторы полиминерального состава, которые широко представлены не только в Западной Сибири, но и в других нефтегазовых провинциях, отличаются высокой неоднородностью, что подтверждается детальными исследованиями кернового материала. Исследования указывают на то, что неоднородность обусловлена как тонкой слоистостью, так и различной степенью цементации (глинизации) гранулярного или межзернового емкостного пространства.

В зарубежной практике под эффективной пористостью понимается пористость за вычетом связанной воды только глин и не учитывается связанная вода матрицы (скелета) породы, что отличается от определения эффективной пористости, принятого в отечественной практике. В работах [5, 6] представлена модель эффективной пористости слоистого коллектора (в зарубежном понимании), учитывающая вклад только связанной воды глин.

В работе [2] показано, что, например, в Западной Сибири связанная вода скелета составляет 5–6% от объема породы. Это указывает на то, что связанной водой матрицы нельзя пренебрегать при моделировании и определении эффективной пористости.

Петрофизические модели остаточной водонасыщенности ($K_{во}$) и эффективной пористости ($K_{п\text{эф}}$) являются необходимым элементом составления петрофизических моделей методов геофизических исследований скважин для учета микрослоистости коллектора.

Наличие аналитических петрофизических моделей $K_{во}$ и $K_{п\text{эф}}$ позволяет решать систему петрофизических уравнений, описывающих методы ГИС, относительно минимум двух неизвестных (объемных содержаний рассеянной и слоистой

глинистости) при использовании двух методов ГИС, например, водородосодержания по показаниям нейтрон-нейтронного метода и объемной плотности по данным гамма-гамма плотностного метода.

Авторами обоснованы и построены петрофизические модели остаточной водонасыщенности и эффективной пористости межзерновых (гранулярных) коллекторов с учетом наличия рассеянной тонкодисперсной фракции цемента (рассеянной глинистости), прослоев глин (слоистой глинистости) и связанной воды матрицы (скелета) породы для двух механизмов формирования остаточной водонасыщенности.

Работа является расширенной версией доклада авторов «Петрофизическая модель эффективной пористости тонкослоистого коллектора», представленного на Всероссийской научной конференции с международным участием, посвященной 35-летию ИПНГ РАН (17–19 октября 2022 года, г. Москва) [8].

Компоненты глинистости, используемые при моделировании пористости и остаточной водонасыщенности коллектора

Рассмотрим различные компоненты глинистости, используемые при моделировании пористости и остаточной (связанной) водонасыщенности межзернового коллектора.

Рассеянная глинистость представляет цемент породы. В общем случае цемент может быть представлен не только глинистыми минералами, поэтому использование термина «цемент» более корректно, чем «рассеянная глинистость». При моделировании пористости и остаточной водонасыщенности коллектора оперируют компонентами глинистости (1)–(3).

Твердая составляющая глинистой фракции – объем твердой составляющей цемента $V_{г\text{л} \text{тв}}$ к объему породы $V_{породы}$:

$$K_{г\text{л} \text{тв}} = \frac{V_{г\text{л} \text{тв}}}{V_{породы}}. \quad (1)$$

Агрегатная глинистость представляет собой сумму объемов твердой составляющей и воды цемента $V_{г\text{л} \text{агр}}$ к объему породы по Б.Ю. Вендельштейну [9]:

$$K_{г\text{л} \text{агр}} = \frac{V_{г\text{л} \text{агр}}}{V_{породы}}. \quad (2)$$

Пористость глин – объем связанной воды цемента $V_{н \text{гл}}$ к объему агрегатной глинистости:

$$K_{н \text{гл}} = \frac{V_{н \text{гл}}}{V_{г\text{л} \text{агр}}}. \quad (3)$$

Агрегатная глинистость может быть выражена через твердую составляющую и пористость глин:

$$K_{г\text{л} \text{агр}} = \frac{K_{г\text{л} \text{тв}}}{1 - K_{н \text{гл}}} = \frac{V_{г\text{л} \text{тв}} V_{г\text{л} \text{агр}}}{V_{породы} (V_{г\text{л} \text{агр}} - V_{н \text{гл}})} = \frac{V_{г\text{л} \text{агр}}}{V_{породы}}.$$

Произведение агрегатной глинистости на пористость глин дает пористость глин в объеме породы:

$$K_{г\text{л} \text{агр}} K_{н \text{гл}} = \frac{V_{г\text{л} \text{агр}} V_{н \text{гл}}}{V_{породы} V_{г\text{л} \text{агр}}} = \frac{V_{н \text{гл}}}{V_{породы}}. \quad (4)$$

Агрегатная глинистость и пористость глин связаны с твердой составляющей глинистой фракции следующими соотношениями:

$$K_{г\text{л} \text{агр}} (1 - K_{н \text{гл}}) = K_{г\text{л} \text{тв}} = \frac{V_{г\text{л} \text{агр}}}{V_{породы}} \frac{V_{г\text{л} \text{агр}} - V_{н \text{гл}}}{V_{г\text{л} \text{агр}}} = \frac{V_{г\text{л} \text{тв}}}{V_{породы}}. \quad (5)$$

При построении петрофизической модели эффективной пористости с учетом слоистости необходимо учитывать наличие и свойства трех основных компонентов породы: рассеянной тонкодисперсной фракции цемента (рассеянной глинистости), прослоев глин (слоистой глинистости) и связанной водой матрицы (скелета) породы.

Модель пористости тонкослоистого коллектора

Объем породы составляют объемы твердой составляющей скелета $V_{тв ск}$, пористости скелета $V_{п ск}$ и слоистой глинистости $V_{гл агр сл}$:

$$V_{породы} = V_{тв ск} + V_{п ск} + V_{гл агр сл}.$$

Пористость скелета (или матрица) породы вмещает объем твердой компоненты цемента и емкостное пространство породы (включая гранулярную пористость коллектора и пористость глинистого цемента) за вычетом емкости глинистых прослоев:

$$V_{п ск} = V_{гл тв ц} + V_{п} - V_{п гл сл}.$$

Коэффициент пористости скелета определяется отношением объема пористости скелета к объему, который не занят прослоями глин (слоистой глинистостью):

$$K_{п ск} = \frac{V_{п ск}}{V_{тв ск} + V_{п ск}} = \frac{V_{п} + V_{гл тв ц} - V_{п гл сл}}{V_{породы} - V_{гл агр сл}}. \tag{6}$$

Разделив все объемы на объем породы с учетом формул (1) и (4), переходим к коэффициентам:

$$K_{п ск} = \frac{K_{п} + K_{гл тв ц} - K_{гл агр сл} K_{п гл сл}}{1 - K_{гл агр сл}}. \tag{7}$$

Из выражения (7) пористость породы определяется уравнением:

$$K_{п} = K_{п ск} (1 - K_{гл агр сл}) - K_{гл тв ц} + K_{гл агр сл} K_{п гл сл} \tag{8}$$

или, с использованием коэффициентов агрегатной глинистости и пористости глин (5):

$$K_{п} = K_{п ск} - K_{гл агр сл} (K_{п ск} - K_{п гл сл}) - K_{гл агр ц} (1 - K_{п гл ц}). \tag{9}$$

Обе записи уравнений (8) и (9) эквивалентны записи модели, ранее рассмотренной в работах [1, 5, 6].

<p>Модель остаточной водонасыщенности тонкослоистого коллектора</p> <p>Параметризация и математическое описание возможных механизмов</p>	<p>формирования остаточной (связанной) водонасыщенности коллектора являются ключевыми моментами при создании модели эффективной пористости.</p>
---	---

В работе рассмотрены два возможных механизма формирования остаточной (связанной) водонасыщенности коллектора.

В первом случае полагается, что водоудерживающая способность скелета и, следовательно, объем связанной воды скелета не изменяются при заполнении емкости матрицы цементом.

Объем связанной воды скелета определяется степенью смачиваемости (гидрофильности) поверхности зерен скелета и формой зерен. Объем связанной воды глин определяется степенью их гидрофильности и минералогией. Остаточная (связанная) водонасыщенность представляет собой сумму связанной воды скелета, цемента и глинистых прослоев.

Связанная вода скелета суммируется со связанной водой цемента и слоев глин:

$$V_{во} = V_{во ск} + V_{н гл ц} + V_{н гл сл} . \quad (10)$$

Коэффициент объемной связанной воды скелета определяется соотношением:

$$K_{н ск} K_{во ск} = \frac{V_{во ск}}{V_{породы} - V_{гл агр сл}} . \quad (11)$$

Полагая, что глины содержат лишь связанную воду, выразив значение $V_{во ск}$ из выражения (11), подставив его в формулу (10) и разделив все объемы на объем породы, получаем выражения для коэффициента остаточной водонасыщенности:

$$K_{во} = \frac{K_{н ск} K_{во ск} (1 - K_{гл агр сл}) + K_{гл агр ц} K_{н гл ц} + K_{гл агр сл} K_{н гл сл}}{K_n} , \quad (12)$$

где $K_{н ск}$, $K_{во ск}$ – пористость и связанная водонасыщенность межзерновой матрицы (скелета) породы,

$K_{гл агр сл}$, $K_{гл агр ц}$ – агрегатная глинистость (сумма объемов твердой составляющей и воды глин (цемента), отнесенная к объему породы) слоистой и рассеянной глинистости, соответственно.

При отсутствии прослоев глин эта модель представляет собой известную модель, рассмотренную в работе [3].

Очевидно, что возможен и другой механизм формирования связанной водонасыщенности, при котором агрегатный цемент замещает связанную воду скелета породы. Этот механизм реализован

в модели, приведенной в работе [4]. Если цемент отсутствует, то объем связанной воды скелета максимален. По мере увеличения доли агрегатного цемента объем связанной воды скелета уменьшается. Если агрегатный цемент занимает весь объем скелета, то объем связанной воды скелета равен нулю.

Сначала рассмотрим этот механизм без участия слоистой глинистости.

Изменение межзернового емкостного объема $V_{n.m/z}$ при изменении $V_{zл.агр.ц}$ будет определяться соотношением:

$$V_{n.m/z} = V_{n.ск} - V_{zл.агр.ц}. \quad (13)$$

Коэффициент связанной воды скелета определяется соотношениями:

$$K_{во.ск} = \frac{V_{во.ск}}{V_{n.m/z}} = \frac{V_{во.ск}}{V_{n.ск} - V_{zл.агр.ц}}. \quad (14)$$

Если цемент отсутствует, то объем связанной воды скелета максимален и равен $V_{во.ск}$. По мере увеличения доли агрегатного цемента объем связанной воды скелета уменьшается. Если агрегатный цемент занимает весь объем скелета, то $V_{во.ск} = 0$.

Связанная вода скелета суммируется со связанной водой цемента:

$$V_{во} = V_{во.ск} + V_{n.zл.ц}. \quad (15)$$

Выразив значение $V_{во.ск}$ из выражения (14), подставив его в формулу (15) и разделив все объемы на объем породы, получаем выражения для коэффициента остаточной водонасыщенности:

$$K_{во} = \frac{K_{во.ск} (K_{n.ск} - K_{zл.агр.ц}) + K_{zл.агр.ц} K_{n.zл.ц}}{K_n}.$$

Если агрегатный цемент заполняет всю пористость скелета, то $K_{n.ск} = K_{zл.агр.ц}$, $K_{во} = 1$ и пористость породы равна пористости цемента.

Если в породе присутствуют слои глин, то объем емкости скелета определяется из выражения (6) и изменение емкостного объема при изменении объема агрегатного цемента будет определяться из выражения (13).

Тогда суммарный объем связанной воды будет определяться уравнениями:

$$V_{во} = V_{во.ск} + V_{n.zл.ц} + V_{n.zл.сл} = K_{во.ск} [K_{n.ск} (V_{породы} - V_{zл.агр.сл}) - V_{zл.агр.ц}] + V_{n.zл.ц} + V_{n.zл.сл}.$$

Разделив все объемы на объем породы, переходим к коэффициентам:

$$K_{во} = \frac{K_{во.ск} [K_{n.ск} (1 - K_{zл.агр.сл}) - K_{zл.агр.ц}] + K_{zл.агр.ц} K_{n.zл.ц} + K_{zл.агр.сл} K_{n.zл.сл}}{K_n}. \quad (16)$$

Связанная вода скелета суммируется со связанной водой цемента и в этом случае, если агрегатный цемент заполняет всю пористость скелета, то пористость породы равна пористости цемента.

Вопрос о том, какой именно из рассмотренных механизмов формирования остаточной (связанной) водонасыщенности преобладает в реальных пластовых условиях, требует дополнительного изучения.

Модель эффективной пористости тонкослоистого коллектора

Полученные модели остаточной водонасыщенности тонкослоистого коллектора позволяют получить две модели эффективной пористости, соответствующие двум рассмотренным механизмам формирования остаточной водонасыщенности.

Формула определения эффективной пористости имеет вид:

$$K_{n\text{эф}} = K_n (1 - K_{\text{во}}). \quad (17)$$

С учетом формулы (17) и выражения (12), модель эффективной пористости в случае неизменной водоудерживающей способности скелета породы (объем связанной воды скелета не изменяется при заполнении емкости матрицы цементом) имеет вид:

$$K_{n\text{эф}} = (1 - K_{\text{во ск}})[K_{n\text{ск}}(1 - K_{\text{зл агр сл}})] - K_{\text{зл агр ц}}.$$

Для случая, при котором увеличение доли агрегатного цемента приводит к уменьшению объема связанной воды скелета, с учетом формулы (17) и выражения (16), модель эффективной пористости имеет вид:

$$K_{n\text{эф}} = (1 - K_{\text{во ск}})[K_{n\text{ск}}(1 - K_{\text{зл агр сл}}) - K_{\text{зл агр ц}}].$$

Возможно допустить, что при определенных условиях в породе реализуются оба вышеуказанных механизма формирования остаточной (связанной) водонасыщенности. Если ввести долевого фактор P преобладания первого механизма формирования остаточной водонасыщенности коллектора ($P = 1$, если в пласте объем связанной воды скелета не изменяется при заполнении емкости матрицы цементом; $P = 0$, если агрегатный цемент замещает связанную воду скелета породы), то обобщенная петрофизическая модель эффективной пористости тонкослоистого коллектора принимает вид:

$$K_{n\text{эф}} = [K_{n\text{ск}}(1 - K_{\text{зл агр сл}}) - K_{\text{зл агр ц}}][1 - K_{\text{во ск}}(1 - P)] - PK_{\text{во ск}}K_{n\text{ск}}(1 - K_{\text{зл агр сл}}).$$

На рис. 1 показана схема изменения остаточной водонасыщенности $K_{во}$ от пористости K_n , на рис. 2 – схема изменения эффективной пористости $K_{n\text{эф}}$ от пористости K_n для случая, при котором агрегатный цемент замещает связанную воду скелета

породы. Для построения схемы принято, что пористости цемента (рассеянной глинистости) и слоистой глинистости совпадают ($K_{n\text{злц}} = K_{n\text{злсл}} = 25\%$), пористость скелета $K_{n\text{ск}} = 40\%$, связанная вода скелета $K_{во\text{ск}} = 20\%$.

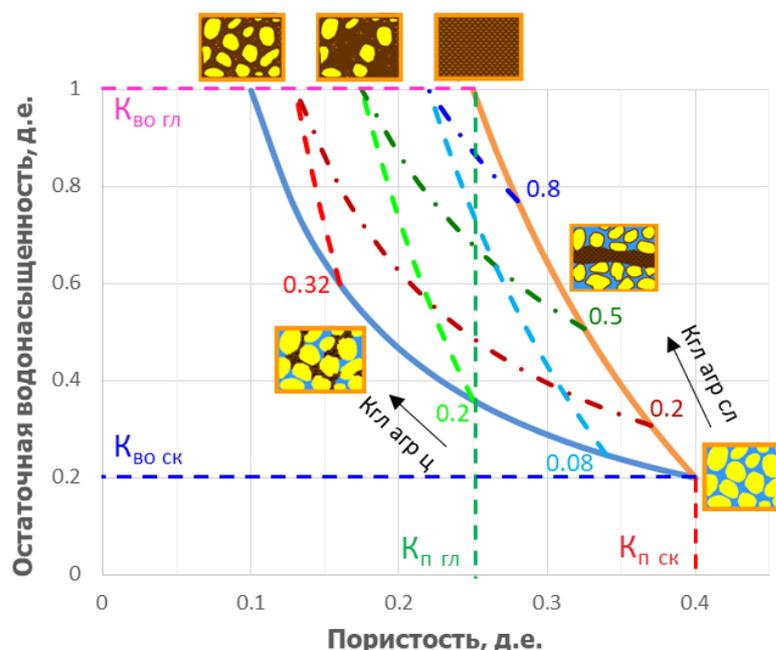


Рис. 1. Схема формирования зависимости остаточной водонасыщенности $K_{во}$ от пористости K_n , (агрегатный цемент замещает связанную воду скелета породы)

Условные обозначения для рис. 1–4:

сплошные огибающие показывают изменение $K_{во}(K_n)$ за счет изменения содержания только рассеянной глинистости (синяя) и только слоистой глинистости (оранжевая);

шифр пунктирных кривых – содержание рассеянной глинистости $K_{гл\text{ агр ц}}$;

шифр штрихпунктирных кривых – содержание слоистой глинистости $K_{гл\text{ агр сл}}$

Первая сплошная огибающая (синяя кривая) на рис. 1 показывает изменение $K_{во}(K_n)$ за счет изменения содержания только рассеянной глинистости, $K_{зл\text{ агр сл}} = 0\%$, то есть изменение пористости и остаточной водонасыщенности при заполнении пор коллектора глинистым цементом порового типа (дополнительно проиллюстрировано рисунком рядом с синей огибающей). В этом

случае при $K_{во} = 1$ поры коллектора полностью заполнены глинистым цементом.

Вторая сплошная огибающая (оранжевая кривая) на рис. 1 описывает изменение $K_{во}(K_n)$ при появлении глинистых прослоев в чистом коллекторе, вплоть до полного исчезновения прослоев коллектора, то есть иллюстрирует влияние только слоистой глинистости, $K_{зл\text{ агр ц}} = 0\%$.

Эта огибающая моделирует случай появления глинистых прослоев в чистом коллекторе (дополнительно проиллюстрировано рисунком рядом с оранжевой огибающей), вплоть до полного исчезновения прослоев межзернового коллектора.

Нижний квадрат справа (см. рис. 1) с изображением зерен породы показывает случай чистого неглинистого коллектора $K_n = K_{n\text{ск}} = 40\%$ и $K_{во} = K_{во\text{ск}} = 20\%$. Три верхних квадрата (слева направо) показывают появление глинистых слоев, вплоть до полного исчезновения зерен матрицы коллектора.

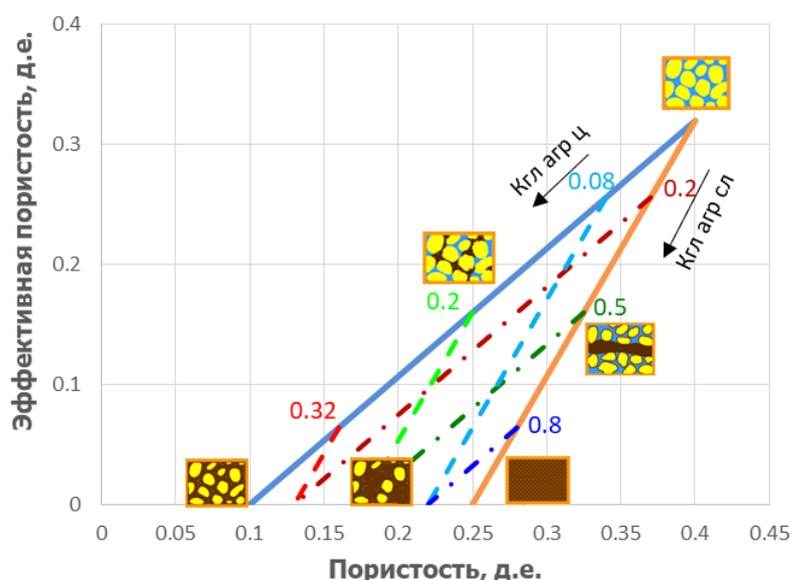


Рис. 2. Схема формирования зависимости эффективной пористости $K_{n\text{эф}}$ от пористости K_n , (агрегатный цемент замещает связанную воду скелета породы)

Одновременное присутствие в пласте рассеянной и слоистой глинистости на рис. 1 и 2 показано пунктирными и штрихпунктирными кривыми. Шифр пунктирных кривых – содержание рассеянной глинистости $K_{гл\text{ агр ц}}$, шифр штрихпунктирных кривых – содержание слоистой глинистости $K_{гл\text{ агр сл}}$.

На рис. 3 показана схема изменения остаточной водонасыщенности $K_{во}$ от пористости K_n , на рис. 4 – схема

изменения эффективной пористости $K_{n\text{эф}}$ от пористости K_n для случая, при котором объем связанной воды скелета не изменяется при заполнении емкости матрицы цементом. Для построения схемы принято, как и в случае, рассмотренном выше, что пористости цемента (рассеянной глинистости) и слоистой глинистости совпадают ($K_{n\text{гл ц}} = K_{n\text{гл сл}} = 25\%$), пористость скелета $K_{n\text{ск}} = 40\%$, связанная вода скелета $K_{во\text{ск}} = 20\%$.

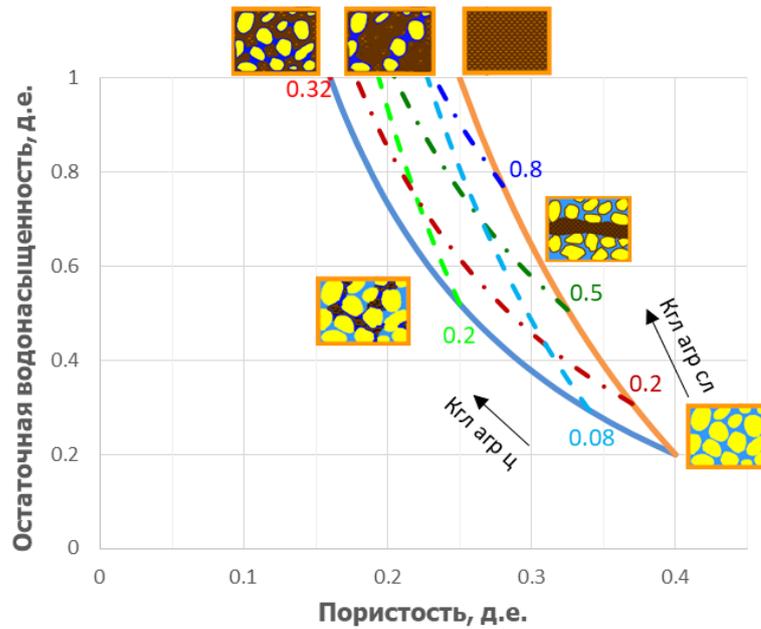


Рис. 3. Схема формирования зависимости остаточной водонасыщенности K_{60} от пористости K_n , (объем связанной воды скелета не изменяется при заполнении емкости матрицы цементом)

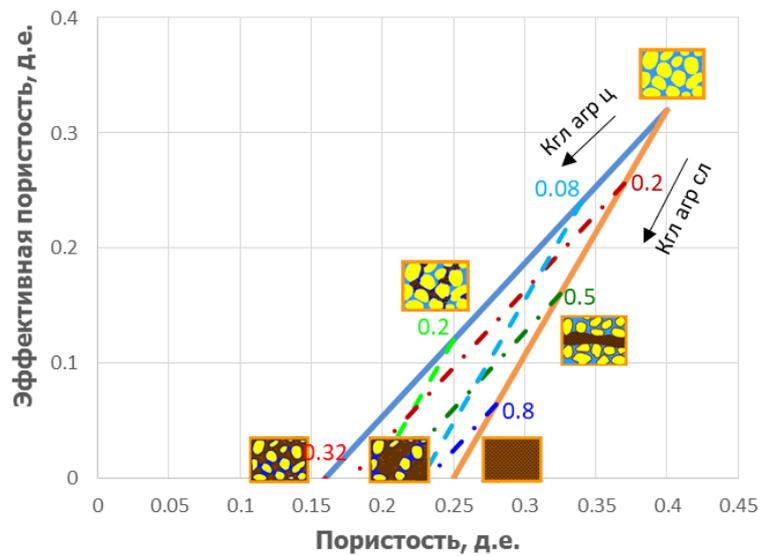


Рис. 4. Схема формирования зависимости эффективной пористости $K_{n\text{эф}}$ от пористости K_n , (объем связанной воды скелета не изменяется при заполнении емкости матрицы цементом)

Квадрат внизу справа (см. рис. 3) с изображением зерен породы показывает случай чистого неглинистого коллектора $K_n = K_{n\text{ск}} = 40\%$ и $K_{60} = K_{60\text{ск}} = 20\%$. В отличие от рис. 1, на рис. 3 первые два верхних квадрата (слева направо) показывают не только появление глинистых слоев, но и присутствие

связанной воды скелета. Повторно заметим, что в рамках проведенного математического моделирования вопрос о том, какой именно из рассмотренных механизмов формирования остаточной (связанной) водонасыщенности преобладает в реальных пластовых условиях, требует дополнительного изучения.

Выводы

Теоретически обоснованы и математически созданы аналитические петрофизические модели остаточной водонасыщенности и эффективной пористости гранулярных коллекторов для двух механизмов формирования остаточной водонасыщенности: в случае неизменной водоудерживающей способности скелета породы (объем связанной воды скелета не изменяется при заполнении емкости матрицы цементом) и для случая, при котором увеличение содержания агрегатного цемента приводит к уменьшению объема связанной воды скелета.

На основе этих моделей получены две петрофизические модели эффективной

пористости тонкослоистого коллектора и обобщенная модель, допускающая учет долевого фактора преобладания первого механизма формирования остаточной водонасыщенности коллектора.

Полученные модели остаточной водонасыщенности и эффективной пористости позволяют повысить информативность результатов интерпретации данных ГИС за счет детального учета слоистой и рассеянной глинистости при составлении системы петрофизических моделей с целью определения фильтрационно-емкостных свойств непрерывно по разрезу. Детальное рассмотрение и учет минералогии глин в создании петрофизической модели выходит за рамки данной публикации.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Создание научных основ новой системной методологии прогноза, поисков и освоения залежей углеводородов, включая залежи матричной нефти в газонасыщенных карбонатных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений», № 122022800274-8).

Литература

1. Басин Я.Н., Новгородов В.А., Злотников М.Г. и др. Методы радиоактивного и электрического каротажа при определении подсчетных параметров в песчано-глинистых полимиктовых разрезах. М.: ВИЭМС, 1983. 49 с.
2. Кожевников Д.А., Коваленко К.В. Изучение коллекторов нефти и газа по результатам адаптивной интерпретации геофизических исследований скважин. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. 219 с.
3. Леонтьев Е.И. Моделирование в петрофизике. М.: Недра, 1978. 125 с.
4. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин: Методическое пособие. М.: ГЕРС, 2001. 229 с.
5. Juhasz I. Assessment of the distribution of shale, porosity and hydrocarbon saturation in shaly sands // SPWLA 10th Annual European Formation Evaluation Symposium, Aberdeen, Scotland, UK, 22–25 April 1986. Paper AA. 16 p.
6. Thomas E.C., Stieber S.J. The distribution of shale in sandstones and its effect upon porosity // SPWLA 16th Annual Logging Symposium, New Orleans, Louisiana, USA, 4–7 June 1975. Paper SPWLA-1975-T. <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPWLA-1975-T> (Дата обращения 03.07.2023).
7. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М.: Недра, 1975. 343 с.

8. *Коваленко К.В., Самохвалов Н.И.* Петрофизическая модель эффективной пористости тонкослоистого коллектора // *Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: Сб. трудов Всероссийской научной конференции с международным участием, посвященной 35-летию ИПНГ РАН.* М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2022. С. 95–98.

9. *Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А.* Петрофизика (физика горных пород): Учебник для вузов. 2-е изд. М.: Нефть и газ, 2004. 368 с.

Theoretical justification and creation of petrophysical models of residual water saturation and effective porosity of a thin-layer reservoir

N.I. Samokhvalov^{1*}, K.V. Kovalenko^{1,2}

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

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

E-mail: *hikz1@mail.ru

Abstract. The paper deals with theoretical justification and mathematical construction of analytical petrophysical models of residual water saturation and effective porosity of granular reservoirs taking into account the presence of fine-dispersed cement fraction (dispersed clay content), clay interlayers (laminated clay content) and bound water of the rock matrix.

Models are given for two mechanisms of residual water saturation formation: in the case of unchanged water-holding capacity of the rock matrix (volume of bound water of the matrix does not change when the matrix vessel is filled with cement) and for the case in which an increase in the aggregate cement content leads to a decrease in the volume of bound water of the matrix.

Such models are necessary for solving the system of petrophysical equations describing the methods of well logging in order to determine the porosity and permeability continuously along the section taking into account the micro-layering of sediments, which, in turn, increases the informativeness of the interpretation results.

Keywords: petrophysics, effective porosity, residual (bound) water saturation, dispersed and laminated clay content.

Citation: Samokhvalov N.I., Kovalenko K.V. Theoretical justification and creation of petrophysical models of residual water saturation and effective porosity of a thin-layer reservoir // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 12–25. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art2> (In Russ.).

References

1. *Basin Ya.N., Novgorodov V.A., Zlotnikov M.G. et al.* Methods of radioactive and electric logging in determining the counting parameters in sandy-clay polymictic sections. Moscow: VIEMS, 1983. 49 p. (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. *Leontiev E.I.* Modelling in petrophysics. Moscow: Nedra, 1978. 125 p. (In Russ.).
4. *Ellansky M.M.* Petrophysical basis of complex interpretation of well logging data: Guidance manual. Moscow: GERS, 2001. 229 p. (In Russ.).
5. *Juhász I.* Assessment of the distribution of shale, porosity and hydrocarbon saturation in shaly sands // SPWLA 10th Annual European Formation Evaluation Symposium, Aberdeen, Scotland, UK, 22–25 April 1986. Paper AA. 16 p.
6. *Thomas E.C., Stieber S.J.* The distribution of shale in sandstones and its effect upon porosity // SPWLA 16th Annual Logging Symposium, New Orleans, Louisiana, USA, 4–7 June 1975. Paper SPWLA-1975-T. <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPWLA-1975-T> (Accessed on 03.07.2023).

7. *Dakhnov V.N.* Geophysical methods of determination of reservoir properties and oil and gas saturation of rocks. Moscow: Nedra, 1975. 343 p. (In Russ.).

8. *Kovalenko K.V., Samokhvalov N.I.* Petrophysical model of the effective porosity of a thin-layer reservoir // Fundamental Basis of Innovative Technologies of Oil and Gas Industry: Proceedings of the All-Russian Scientific Conference with International Participation dedicated to the 35th anniversary of OGRI RAS. Moscow: Oil and Gas Research Institute of the RAS, 2022. P. 95–98. (In Russ.).

9. *Dobrynin V.M., Vendelshteyn B.Yu., Kozhevnikov D.A.* Petrophysics (physics of rocks): Textbook for universities. 2nd ed. Moscow: Neft i Gaz, 2004. 368 p. (In Russ.).