

МОДИФИКАЦИЯ МАТЕМАТИЧЕСКИХ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ КОНЦЕПЦИИ СВЯЗАННОСТИ ПОР ДЛЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ НЕФТЕНОСНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

© Е.О. Беляков, 2025



Е.О. Беляков

Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Концепция связанности пор (КСП) последние 10 лет успешно используется в периметре группы компаний «Газпром нефть» для проведения петрофизического моделирования фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов нефти и газа. За это время накоплена обширная информационная база по объектам петрофизического моделирования. В результате систематизации полученного опыта базовые математические закономерности оптимизированы, а в ряде случаев удалось установить функциональные зависимости между константами моделей, что позволило уменьшить число определяющих параметров в используемых уравнениях и повысить их универсальность для описания коллекторских свойств горных пород различного генезиса.

Целью настоящей работы является модификация математического аппарата КСП для повышения эффективности петрофизического моделирования фильтрационно-емкостных свойств горных пород.

Материалы и методы основаны на анализе ключевых результатов построения петрофизических моделей ФЕС продуктивных отложений для более чем 100 месторождений, расположенных в основных нефтегазоносных провинциях Российской Федерации.

Результаты. Модифицированные уравнения КСП для описания фильтрационно-емкостных свойств.

Заключение. Модифицированные уравнения позволяют достаточно эффективно описывать поведение ФЕС при относительно небольшом числе входных данных. Отмечается универсальность полученных закономерностей для разнотипных отложений, а также идентичность определяющих констант для отложений — петрофизических аналогов.

Ключевые слова: петрофизическое моделирование, концепция связанности пор, фильтрационно-емкостные свойства

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Беляков Е.О. Модификация математических закономерностей концепции связанности пор для петрофизического моделирования фильтрационно-емкостных свойств горных пород. PRONEFTЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(3):121–132. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-3-121-132>

Статья поступила в редакцию 22.05.2025

Принята к публикации 16.06.2025

Опубликована 29.09.2025

THE MATHEMATICAL REGULARITIES MODIFICATION OF THE CONCEPT OF PORE CONNECTEDNESS FOR PETROPHYSICAL MODELING OF FILTRATION AND CAPACITY PROPERTIES OF OIL-BEARING ROCKS

Evgeniy O. Belyakov

Gazprom нефт company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. The concept of pore connectedness (CPC) has been successfully using for the last 10 years in the perimeter of the Gazprom нефт company group for petrophysical modeling of the filtration and capacity properties (FCP) of oil and gas reservoirs. During this time, an extensive information base on the objects of petrophysical modeling has been accumulating. Because of systematization of the experience gained, the basic mathematical patterns were optimizing. In some cases, it was possible to establish functional dependencies between the constants of the models, which made it possible to reduce the number of determining parameters in the equations used and increase their versatility for describing the reservoir properties of rocks of various genesis.

The aim of this work is to modify the mathematical apparatus of the CPC to improve the efficiency of petrophysical modeling of the filtration and capacity properties of rocks.

Materials and methods are basing on the analysis of the key results of constructing petrophysical models of the FCP of productive deposits for more than 80 fields located in the main oil and gas provinces of the Russian Federation.

Results. Modified equations of the CPC for description of reservoir properties.

Conclusion. The modified equations allow more efficient descript of reservoir properties behavior, using a relatively small number of input data. The universality of the obtained regularities for different types of deposits, as well as the identity of the determining constants for deposits — petrophysical analogues are noted.

Keywords: petrophysical modeling, concept of pore connectedness, reservoir properties

Conflict of interest: the author declares no conflict of interest.

For citation: Belyakov E.O. The mathematical regularities modification of the concept of pore connectedness for petrophysical modeling of reservoir properties of rocks. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(3):121–132. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-3-121-132>

Manuscript received 22.05.2025

Accepted 16.06.2025

Published 29.09.2025

ВВЕДЕНИЕ

Основные положения концепции связанности пор (КСП) опубликованы в период 2013–2024 гг. Базовые математические закономерности представлены в работе [1]. Основная идея основана на том, что при одинаковом объеме проводников в системе их геометрическая связанность обуславливает изменение фильтрационных характеристик. Для горных пород связанность можно численно выразить в виде параметра S , величина которого определяется средней вероятностью наличия связей между порами и средней относительной длиной данных связей. Изменения фильтрационных характеристик обусловлены топологией геометрически связанного кластера проводящих пор, которая определяется объемом

Для повышения эффективности петрофизического моделирования фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) приведены модифицированные уравнения КСП, иллюстрирующие универсальность полученных закономерностей для разнотипных отложений, которые позволяют достаточно эффективно описывать поведение ФЕС при относительно небольшом числе входных данных.

проводников и их связанностью. Базовая топология порового объема формирует пространство фильтрации газа в сухой породе. В случае если часть пор перестает участвовать в процессе фильтрации, связанность пор для фильтрующейся фазы изменяется на величину ΔS , что обусловлено разрывом связей и изоляции соответствующего объема от пространства фильтрационного кластера.

ОБОБЩЕННАЯ МОДЕЛЬ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Для случая фильтрации газа в сухой породе абсолютная газопроницаемость (в мД) выражается как:

$$K_{\text{пр}}^{\text{газ}} = \exp(4,8 \cdot \exp(-2,9 \cdot F) \cdot K_{\text{п}}^{\text{F}} - S) - \exp(-S), \quad (1)$$

где $K_{\text{п}}$ — коэффициент общей пористости (в %); F — эмпирический коэффициент; S — показатель, характеризующий связанность порового пространства при фильтрации газа в сухой породе.

Параметр S в первом приближении может приниматься в виде константы. Уточнение данной величины возможно при проведении петрофизической типизации горных пород [2] или непосредственно по данным методов геофизических исследований скважин (ГИС) при наличии устойчивых корреляционных зависимостей типа «керна-ГИС» величины S по керну с показаниями методов ГИС. В общем случае выражение для расчета проницаемости (в мД) выглядит следующим образом:

$$K_{\text{пр}} = K_{\text{пр}}^{\text{газ}} \cdot \exp(-\sum \Delta S_i), \quad (2)$$

где ΔS_i — изменения связанности пор при наличии факторов, исключающих часть порового пространства из процесса фильтрации или наоборот (справедливо только для учета смачиваемости).

Абсолютная проницаемость по инертной к твердой фазе жидкости будет несколько ниже, чем по газу, за счет эффекта «проскальзывания» молекул газа (т.н. эффект Кликинберга) при фильтрации газа в поровом пространстве. При этом связанность пор изменится на соответствующую величину $\Delta S_{\text{кл}}$, а выражение для расчета абсолютной

проницаемости будет выглядеть следующим образом:

$$K_{\text{пр}} = K_{\text{пр}}^{\text{таз}} \cdot \exp(-\Delta S_{\text{кл}}). \quad (3)$$

При фильтрации двух несмешивающихся фаз (нефти и воды), фазовая проницаемость для каждой фазы будет определяться соответствующим изменением ΔS . Таким образом, фазовые проницаемости для процессов вытеснения воды нефтью (т.е. формирования традиционных залежей) могут быть записаны как:

$$K'_{\text{ф.пр.н}} = K_{\text{пр}}^{\text{таз}} \cdot \exp(-\Delta S_{\text{кл}}) \cdot \exp(-\Delta S_{\text{во}}) \cdot \exp(\pm \Delta S_{\text{см.н}}) \cdot \exp(-\Delta S'_{\text{н}}), \quad (4)$$

$$K'_{\text{ф.пр.в}} = K_{\text{пр}}^{\text{таз}} \cdot \exp(-\Delta S_{\text{кл}}) \cdot \exp(-\Delta S_{\text{во}}) \cdot \exp(\pm \Delta S_{\text{см.в}}) \cdot \exp(-\Delta S'_{\text{в}}), \quad (5)$$

где $\Delta S_{\text{во}}$ — изменение связанности пор при фильтрации нефти или воды за счет наличия остаточной водонасыщенности, которая не участвует в процессе фильтрации; $\Delta S_{\text{см}}$ — изменение связанности порового пространства для фильтрующихся фаз за счет действия капиллярных сил при различной смачиваемости поверхности порового пространства на границе раздела фаз; $\Delta S'_{\text{н}}, \Delta S'_{\text{в}}$ — изменение связанности пор для фильтрующихся фаз за счет изменения соотношения объемов нефти и воды в поровом пространстве коллектора при процессе вытеснения воды нефтью.

В случае вытеснения нефти водой выражения для расчета фазовых проницаемостей можно представить в следующем виде:

$$K_{\text{ф.пр.н}} = K_{\text{пр}}^{\text{таз}} \cdot \exp(-\Delta S_{\text{кл}}) \cdot \exp(-\Delta S_{\text{во}}) \cdot \exp(\pm \Delta S_{\text{см.н}}) \cdot \exp(-\Delta S_{\text{н}}), \quad (6)$$

$$K_{\text{ф.пр.в}} = K_{\text{пр}}^{\text{таз}} \cdot \exp(-\Delta S_{\text{кл}}) \cdot \exp(-\Delta S_{\text{во}}) \cdot \exp(\pm \Delta S_{\text{см.в}}) \cdot \exp(-\Delta S_{\text{но}}) \cdot \exp(-\Delta S_{\text{в}}), \quad (7)$$

где: $\Delta S_{\text{н}}, \Delta S_{\text{в}}$ — изменение связанности пор для фильтрующихся фаз за счет изменения соотношения объемов нефти и воды в поровом пространстве коллектора при процессе вытеснения нефти водой; $\Delta S_{\text{но}}$ — изменение связанности обусловленное остаточной нефтенасыщенностью ($K_{\text{но}}$) для заданного давления вытеснения.

При построении моделей фазовых проницаемостей, как правило, проводят нормализацию кривых в диапазонах шкал проницаемости и водонасыщенности от 0 до 1. В результате общая задача построения модели фазовых проницаемостей сводится к трем этапам:

- построение моделей концевых точек проницаемости;
- построение модели концевых точек водонасыщенности;
- построение модели нормированных кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП).

МОДЕЛИ КОНЦЕВЫХ ТОЧЕК ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ

Максимальные значения фазовых проницаемостей (концевые точки проницаемостей) определяются выражениями:

$$K'_{\text{ф.пр.н.мах}} = K_{\text{пр}}^{\text{таз}} \cdot \exp(-\Delta S_{\text{кл}}) \cdot \exp(-\Delta S_{\text{во}}) \cdot \exp(\pm \Delta S_{\text{см.н}}), \quad (8)$$

$$K'_{\text{ф.пр.в.мах}} = K_{\text{пр}}^{\text{таз}} \cdot \exp(-\Delta S_{\text{кл}}) \cdot \exp(-\Delta S_{\text{во}}) \cdot \exp(\pm \Delta S_{\text{см.в}}), \quad (9)$$

$$K_{\text{ф.пр.н.мах}} = K_{\text{пр}}^{\text{таз}} \cdot \exp(-\Delta S_{\text{кл}}) \cdot \exp(-\Delta S_{\text{во}}) \cdot \exp(\pm \Delta S_{\text{см.н}}), \quad (10)$$

$$K_{\text{ф.пр.в.мах}} = K_{\text{пр}}^{\text{таз}} \cdot \exp(-\Delta S_{\text{кл}}) \cdot \exp(-\Delta S_{\text{во}}) \cdot \exp(\pm \Delta S_{\text{см.в}}) \cdot \exp(-\Delta S_{\text{но}}), \quad (11)$$

Концевые точки максимальной проницаемости по нефти для процесса вытеснения воды нефтью и для процесса вытеснения нефти водой совпадают, т.е. $K'_{\text{ф.пр.н.мах}} = K_{\text{ф.пр.н.мах}}$ и соответствуют величине остаточной водонасыщенности $K_{\text{во}}$. Концевая точка $K'_{\text{ф.пр.в.мах}}$ соответствует 100%-ной водонасыщенности порового пространства ($K_{\text{в}} = 100\%$).

В соответствии с формулами (8)–(10) соотношение значений максимальной фазовой проницаемости по нефти при $K_{\text{во}}$ и максимальной фазовой проницаемости по воде при $K_{\text{в}} = 100\%$ определяется только величинами $\Delta S_{\text{см.н}}$ и $\Delta S_{\text{см.в}}$. Для преимущественно гидрофильных пород смачивающей фазой является вода, поэтому при ее вытеснении дополнительным удерживающим фактором являются капиллярные силы, что обуславливает снижение связанности по данной фазе, т.е. величина $\Delta S_{\text{см.в}}$ будет принимать отрицательные значения, а величина $\Delta S_{\text{см.н}}$ — положительные или близкие к нулевому значению. Согласно вышеприведенным выражениям в этом случае будет справедливо соотношение: $K'_{\text{ф.пр.н.мах}} = K_{\text{ф.пр.н.мах}} > K'_{\text{ф.пр.в.мах}}$. Для преимущественно гидрофобных пород будет наблюдаться обратная картина: $K'_{\text{ф.пр.н.мах}} = K_{\text{ф.пр.н.мах}} < K'_{\text{ф.пр.в.мах}}$. Концевая точка $K_{\text{ф.пр.в.мах}}$ соответствует значению водонасыщенности порового пространства $K_{\text{в}}^{**} = 1 - K_{\text{но}}$, при которой

прекращается фильтрация нефти. Для этого случая в соответствии с формулами (9) и (11) будет справедливо соотношение $K_{\text{ф.пр.в.мах}} = K'_{\text{ф.пр.в.мах}} \cdot \exp(-\Delta S_{\text{но}})$, т.е., при наличии остаточной нефтенасыщенности, $K_{\text{ф.пр.в.мах}} < K'_{\text{ф.пр.в.мах}}$.

Модели конечных точек максимальной проницаемости (8–11) можно свести к следующему виду:

$$K'_{\text{ф.пр.н.мах}} = K_{\text{ф.пр.н.мах}} = K_{\text{пр}}^{\text{газ}} \cdot \exp(-\Delta S_{\text{ф.н}}), \quad (12)$$

$$K'_{\text{ф.пр.в.мах}} = K_{\text{пр}}^{\text{газ}} \cdot \exp(-\Delta S_{\text{ф.в}}), \quad (13)$$

$$K_{\text{ф.пр.в.мах}} = K_{\text{пр}}^{\text{газ}} \cdot \exp(-\Delta S_{\text{ф.но}}), \quad (14)$$

где $\Delta S_{\text{ф.н}} = \Delta S_{\text{кл}} + \Delta S_{\text{во}} \pm \Delta S_{\text{см.н}}$; $\Delta S_{\text{ф.в}} = \Delta S_{\text{кл}} + \Delta S_{\text{во}} \pm S_{\text{см.в}}$; $\Delta S_{\text{ф.но}} = \Delta S_{\text{кл}} + \Delta S_{\text{во}} \pm \Delta S_{\text{см.в}} + \Delta S_{\text{но}}$ — изменения связности пор за счет факторов, не зависящих от соотношения относительных объемов подвижных нефти и воды в поровом пространстве при двухфазной фильтрации. Математически данные величины выражаются как:

$$\Delta S_{\text{ф.н}} = \frac{A_1^{\text{во}}}{K_{\text{пр}}^{\text{газ}} A_2^{\text{во}}}, \Delta S_{\text{ф.в}} = \frac{A_1^{100}}{K_{\text{пр}}^{\text{газ}} A_2^{100}}, \quad (15)$$

$$\Delta S_{\text{ф.но}} = \frac{A_1^{**}}{K_{\text{пр}}^{\text{газ}} A_2^{**}},$$

где $A_1^{\text{во}}, A_2^{\text{во}}, A_1^{100}, A_2^{100}, A_1^{**}, A_2^{**}$ — эмпирические коэффициенты, определяемые на основании наилучшей аппроксимации экспериментальных точек, полученных по результатам моделирования абсолютных газопроницаемостей и фазовых проницаемостей на образцах керна горных пород. Пример моделирования конечных точек проницаемости для терригенного типа разреза одного из месторождений Западной Сибири приведен на рис. 1.

МОДЕЛИ КОНЦЕВЫХ ТОЧЕК ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ

Концевые точки водонасыщенности определяют границы диапазона $K_{\text{в}}$, в котором

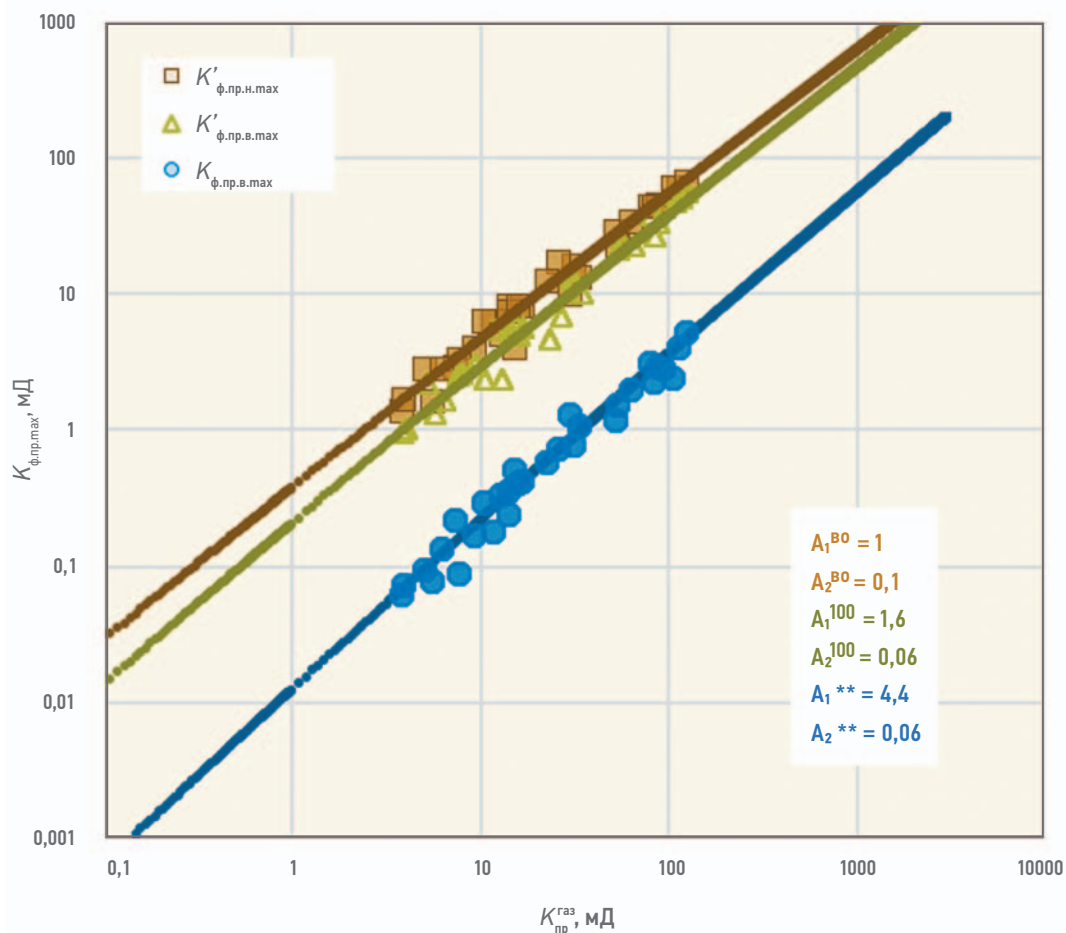


Рис. 1. Пример настройки констант моделей конечных точек фазовых проницаемости по результатам лабораторных экспериментов на образцах керна. Составлено автором

Fig. 1. Example of setting the constants of the end-point models of phase permeability based on the results of laboratory experiments on core samples. Prepared by the author

происходит изменение фазовых проницаемостей. Как уже было отмечено выше, для процесса вытеснения воды нефтью, концевые точки для фазовой проницаемости по воде составляют $K_v = K_{v0}$ и $K_v = 100\%$, а для процесса вытеснения нефти водой для фазовой проницаемости по нефти соответственно $K_v = K_{v0}$ и $K_v = K_v^{**}$. В зарубежной практике, как правило, для нормировки керновых определений ОФП эти диапазоны принимают как для фазовой проницаемости по нефти, так и для фазовой проницаемости по воде при моделировании вытеснения воды нефтью. Вместе с тем стоит отметить, что компьютерные модели [3] показывают, что для начала формирования проводящего кластера геометрически связанных проводников в системе доля этих проводников должна иметь определенное конечное значение. Если это значение относительно невелико, то проводящий кластер не формируется, а существует в виде изолированного, т.е., несмотря на то что часть проводников геометрически связана, «протекание» в системе отсутствует. Это понимание соотносится с представлениями теории перколяции, основные концепции которой описаны во множестве научных публикаций. В соответствии с данной теорией система становится проводящей, когда доля проводников в ней будет выше определенного значения p_c , которое называют порог перколяции. В работе [4] показано, что существование порога перколяции представляет собой общее явление, присущее как системам без регулярной структуры, так и решеточным моделям. При пороговом значении концентрации проводников $p \geq p_c$ проводимость системы претерпевает скачок от нуля к конечной величине. Данные представления позволяют объяснить значения начальных концевых точек водонасыщенности для вытесняющей фазы. Так, при вытеснении воды нефтью фазовая проницаемость по нефти становится выше 0 только при заполнении части порового пространства, которое обеспечивает фильтрацию вытесняющей фазы, т.е. концевая точка такого процесса будет соответствовать величине $K_{v,нф} < 100\%$. В диапазоне от $K_{v,нф}$ до 100% фазовая проницаемость по воде будет снижаться, поскольку часть порового пространства будет занята нефтью, но фильтрационный нефтяной кластер еще не сформировался. При $K_v < K_{v,нф}$ фазовая проницаемость по нефти становится выше нуля. Для обратного процесса вытеснения нефти или газа идеализированная схема была ранее сформулирована М. М. Элланским следующим образом [5]. Пусть коллектор насыщен нефтью (газом) и в нем отсутствует вода. Создается перепад давления, за счет которого вода

начинает внедряться в коллектор. Сначала формируются все виды остаточной, не участвующей в фильтрации воды. Завершение формирования этой категории воды происходит при $K_v = K_{v0}$. Далее начинает формироваться подвижная вода в виде отдельных капелек (островная водонасыщенность по С. Дж. Пирсону). Когда водонасыщенность достигает значения критической водонасыщенности K_v^* , отдельные капельки сливаются в единый ансамбль — «нитку» подвижной воды, и вода начинает двигаться в коллекторе и выходить из него вместе с нефтью или газом. После того как водонасыщенность достигает значения $1 - K_{н0}$, сплошная «нитка» нефти или газа истончается и раздробляется на отдельные капельки нефти или пузырьки газа. Таким образом, для вытесняющих фаз целесообразно принимать в качестве концевых точек начала фильтрации следующие величины: для вытеснения нефти водой — значение K_v^* ; для вытеснения воды нефтью в качестве концевой точки начала фильтрации нефти — величину $K_{v,нф}$. Поскольку начало вытеснения соответствует заполнению наиболее крупных связанных пор вытесняющей фазой, можно ожидать примерное соотношение между K_v^* и $K_{v,нф}$ следующего вида:

$$100 - K_{v,нф} \approx K_v^* - K_{v0} \quad (16)$$

для коэффициентов, выраженных в %.

При этом следует отметить, что данное соотношение будет справедливо только для случая, когда предельно достигнутое давление $P_{кmax}$ вытеснения воды нефтью в точке K_{v0} примерно соответствует давлению прокачки воды в эксперименте по моделированию вытеснения нефти водой.

Величина $K_{v,нф}$ имеет достаточно высокую неопределенность. В первую очередь это связано с тем, что ее прямое определение лабораторными методами не является типовой задачей, а о ее величине можно косвенно судить на основании выражения (16). С другой стороны, начало формирования фильтрационного кластера весьма чувствительно к размерам системы из-за влияния поверхностных эффектов, снижающих его плотность вблизи границ системы из-за разрыва «обратных» фильтрационных цепочек». В лабораторных экспериментах за счет последовательного включения нескольких образцов частично компенсируются только торцевые эффекты, но при этом общие поверхностные полностью не компенсируются. Это позволяет предположить, что на масштабах пласта гораздо больших, чем стандартный размер образца керна, значение $K_{v,нф}$ будет меньшим, чем прогнозируемое по керну. Компьютерные

эксперименты [3] по моделированию «протекаемых» кластеров в различных решеточных моделях показывают, что для изотропных систем доля «несходящегося» проводящего кластера (ПК) в начале его формирования варьирует в пределах 0,2–0,3, в зависимости от вероятности наличия связей между узлами от 0,2 до 1. В анизотропных по отношению к направлению «протекания» системах доля проводящего «несходящегося» кластера в начале его формирования возрастает при относительном снижении вероятности наличия связей поперек направления протекания по отношению к аналогичной вероятности вдоль направления моделирования «протекания». В целом данные соображения будут справедливы и в отношении конечной точки начала формирования вытесняющего фильтрационного кластера воды K_B^* , т.е. на масштабах пласта данное значение будет выше, чем определяемое по керну.

При моделировании разработки залежи на начальных этапах без подключения системы поддержания пластового давления (ППД) соотношение потоков будет определяться схемой вытеснения воды нефтью (дренаж в случае преимущественно гидрофильной породы), а при начале существенного влияния заводнения — схемой вытеснения нефти водой (впитывание для случая преимущественно гидрофильной породы). Таким образом, при моделировании начальных этапов разработки залежи в качестве конечных точек для расчета фазовой проницаемости по воде целесообразно использовать значения $K_{во}$ и $K_B = 100\%$, а по нефти — $K_{во}$ и $K_{в.нф}$. На более поздних этапах при подключении системы ППД соответственно K_B^* и K_B^{**} для расчета фазовой проницаемости по воде, а $K_{во}$ и K_B^{**} — для расчета фазовой проницаемости по нефти.

Соотношения между конечными точками K_B^* , K_B^{**} , $K_{в.нф}$ и величиной $K_{во}$ (в %) можно описать уравнениями следующего вида:

$$K_B^* = a^* \cdot K_{во}^{1 - \frac{0,6226}{K_{во.гр}^{0,229}} \cdot \ln a^*}, \quad (17)$$

$$K_B^{**} = a^{**} \cdot K_{во}^{1 - \frac{0,6226}{K_{во.гр}^{0,229}} \cdot \ln a^{**}}, \quad (18)$$

$$K_{в.нф} \approx 100 - K_B^* + K_{во}, \quad (19)$$

где a^* , a^{**} — эмпирические коэффициенты, определяемые на основании наилучшей аппроксимации экспериментальных точек, полученных по результатам моделирования абсолютных газопроницаемостей и фазовых проницаемостей на образцах керна горных пород; $K_{во.гр}$ характеризует пороговое

заполнение порового пространства неподвижной (остаточной) водой, при котором в нем еще сохраняется возможность фильтрации флюидов (т.е. фильтрация возможна для случая $K_B < K_{во.гр}$). В соответствии с выражениями (17), (18) в точке пересечения графиков для K_B^* и K_B^{**} будет справедливо соотношение $K_{во.гр} \approx K_B^* \approx K_B^{**}$. Таким образом, величины K_B^* , K_B^{**} зависят от значения $K_{во}$, которое, в свою очередь, определяется максимальным давлением вытеснения воды нефтью в соответствии с максимальной высотой нефтяной залежи ΔH . При этом соотношения (17), (18) будут справедливы для любого значения ΔH в диапазоне $K_{во} < K_{во.гр}$. В данном понимании величина остаточной водонасыщенности $K_{во}$ залежи определяется в т.ч. и геологическими причинами (высотой залежи), поэтому будет уместно ввести понятие предельной остаточной водонасыщенности $K_{во.п}$, которое соответствует точке выхода на асимптоту капиллярной кривой $K_B = f(P_k)$ для относительно низкопроницаемых коллекторов залежи (рис. 2). Величина $K_{во.гр}$ определяет физический предел возможности фильтрации в поровом пространстве горной породы, при этом предельный эффективный объем фильтрации в коллекторах (в %) будет определяться как:

$$K_{пзф.п} = 0,01 \cdot K_{п} \cdot (100 - K_{во.п}). \quad (20)$$

Возможность фильтрации флюида при разработке залежи определяется величиной динамической пористости, которую с учетом выражения (18) можно представить следующим образом (в %):

$$K_{пд} = 0,01 \cdot K_{п} \cdot \left(a^{**} \cdot K_{во}^{1 - \frac{0,6226}{K_{во.гр}^{0,229}} \cdot \ln a^{**}} - K_{во} \right). \quad (21)$$

При этом данная величина является во многом геолого-технологическим показателем, поскольку будет зависеть от давления вытеснения нефти водой и соответствующей достигнутой скорости фильтрации при разработке залежи, а также от максимального достигаемого давления вытеснения воды нефтью, для которого принимается значение $K_{во}$. В практике лабораторного моделирования фазовых проницаемостей давление вытеснения нефти водой подбирается исходя из фактических оптимальных показателей разработки, однако следует отметить, что при существенном увеличении давления вытеснения значение величины $K_{пд}$ будет стремиться к параметру $K_{пзф.п}$. Поскольку величина $K_{во}$ определяется максимальной высотой залежи, для относительно малоамплитудных объектов может

наблюдаться ситуация, когда $K_{\text{во}} > K_{\text{во.п}}$. В таком случае критерий $K_{\text{пд}} = 0$ будет справедлив только для выделения потенциально продуктивных коллекторов или же водонасыщенных коллекторов, фильтрация воды в которых будет происходить при перепаде давления, сопоставимом с максимально достигнутым давлением вытеснения воды нефтью при формировании залежи. При этом эффективный поровый объем, в котором потенциально возможна фильтрация воды, рассчитывается по формуле $K_{\text{пэф.в}} = K_{\text{пэф.п}} - K_{\text{пд}}$. В случае если перепад давления при вывозе притока из пласта будет существенно выше принятого давления вытеснения воды нефтью, при определении $K_{\text{во}}$ возможен случай подключения «неучтенных» относительно низкопроницаемых водонасыщенных интервалов. Данный сценарий не критичен с позиции подсчета запасов, т.к. «пропущенные» водонасыщенные коллекторы не влияют на оценку геологических запасов нефти, но при моделировании разработки учет этого фактора может сыграть определенную роль. Исходя из этого, фактические результаты определения конечных точек на основании экспериментов по моделированию фазовых проницаемостей рекомендуется проверять и при необходимости приводить к условиям, соответствующим $K_{\text{во}} = K_{\text{во.п}}$. Коррекцию конечных точек $K_{\text{в}}^*$ и $K_{\text{в}}^{**}$ (в %) можно провести на основании выражений (17), (18). При этом расчетные формулы будут выглядеть следующим образом:

$$K_{\text{в.п}}^* = a^* \cdot \left(\frac{K_{\text{во.п}}}{K_{\text{во}}} \right)^{1 - \frac{0,6226}{K_{\text{во.п}}^{0,229}} \cdot \ln a^*}, \quad (22)$$

$$K_{\text{в.п}}^{**} = a^{**} \cdot \left(\frac{K_{\text{во.п}}}{K_{\text{во}}} \right)^{1 - \frac{0,6226}{K_{\text{во.п}}^{0,229}} \cdot \ln a^{**}}. \quad (23)$$

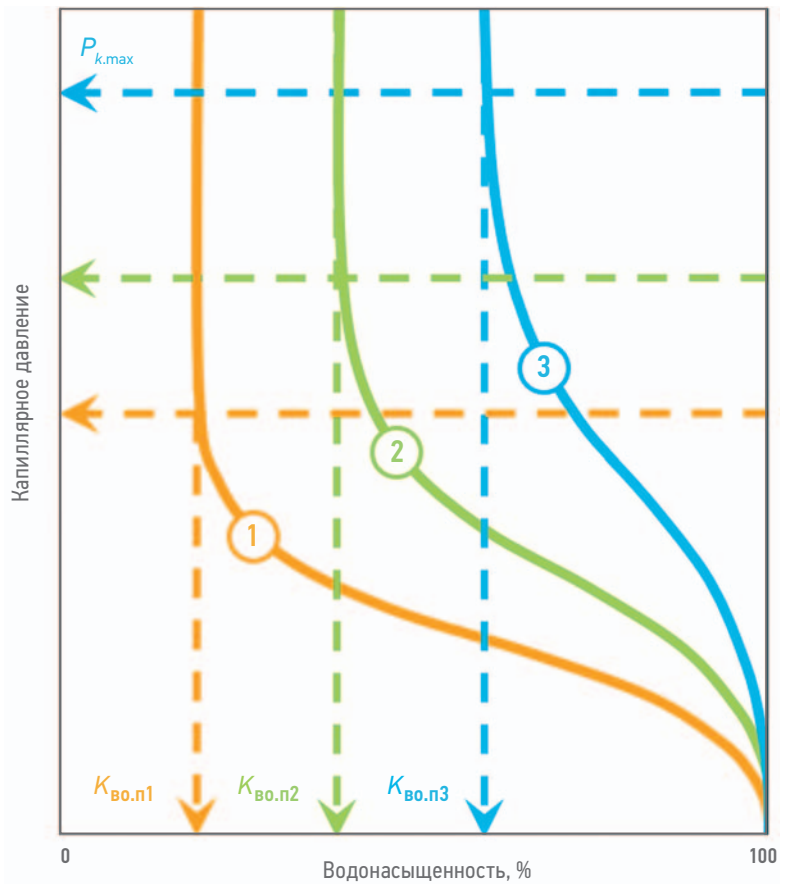


Рис. 2. Схематичное пояснение выбора максимального давления $P_{k,\text{max}}$ для капиллярной модели КСП. Шифр кривых: 1 — высокопроницаемые коллекторы; 2 — среднепроницаемые коллектора; 3 — низкопроницаемые коллекторы. Составлено автором

Fig. 2. Schematic explanation of the selection of the maximum pressure $P_{k,\text{max}}$ for the capillary model of the CPC. Curve codes: 1 — high-permeability reservoir; 2 — medium-permeability reservoir; 3 — low-permeability reservoir. Prepared by the author

Для пересчета величины $K_{\text{во}}$ (в %) на давление вытеснения $P_{k,\text{max}}$ соответствующее $K_{\text{во.п}}$ можно использовать капиллярную модель КСП следующего вида:

$$K_{\text{в}} = \frac{B}{\left[K_{\text{пр}}^{\text{газ}} \cdot \exp \left(1 - 10^{\frac{\log_{P_{k,\text{max}}} \left(\frac{P_{k,\text{max}}}{P_{kf}} \right)}{E \cdot \lg(K_{\text{пр}}^{\text{газ}} + C) + G}} \right) + 10^{\frac{\lg B - 2}{D}} \right]^D} + \frac{H}{K_{\text{пр}}^{\text{газ}}}, \quad (24)$$

где $K_{\text{в}}$ — текущее значение водонасыщенности порового пространства (в %); P_k — давление вытеснения для текущей водонасыщенности $K_{\text{в}}$ (в атм.); B, D, E, G, H — эмпирические коэффициенты, подбираемые на основании наилучшего описания поля фактических точек капиллярных кривых по керну.

В случае $P_k = P_{k,\text{max}}$ получаем выражение для расчета $K_{\text{во.п}}$. Практическое использование капиллярной модели (24) для прогноза $K_{\text{в}}$ подразумевает необходимость определения величин капиллярного давления $P_{k,\text{max}}$ и P_k для пластовых условий. В этом случае расчет необходимого значения P_k может

проводиться на основе общеизвестных подходов через расстояние ΔH от поверхности «зеркала чистой воды». Пересчет значения остаточной водонасыщенности с фактического давления на предельное значение $P_{k,\text{max}}$ выполняется по формуле:

$$K_{\text{во.п}} = K_{\text{во}} - \frac{B}{\left[K_{\text{пр}}^{\text{газ}} \cdot \exp \left(1 - 10^{\frac{\log_{P_{k,\text{max}}}(P_{kf})}{P_{kf}}} \right) + 10^{\frac{\lg B - 2}{D}} \right]^D} + \frac{B}{\left(K_{\text{пр}}^{\text{газ}} + 10^{\frac{\lg B - 2}{D}} \right)^D}, \quad (25)$$

где P_{kf} — фактическое максимальное давление, достигнутое при моделировании $K_{\text{во}}$ в лаборатории или в процессе образования нефтяной залежи.

Стоит отметить, что текущая практика моделирования $K_{\text{во}}$ в лабораториях не учитывает конкретные геологические условия (высоту залежи), а моделируемая величина неснижаемой водонасыщенности привязана к технологическому пределу используемых центрифуг или «полупроницаемых» мембран. При этом вместо остаточной водонасыщенности вводится понятие водоудерживающей способности $K_{\text{вс}}$. Используя выражение (25), полученные в лабораториях результаты $K_{\text{вс}}$ при необходимости также можно пересчитать в $K_{\text{во.п}}$ или $K_{\text{во}}$, используя соответствующие значения давлений $P_{k,\text{max}}$ и P_{kf} . На рисунке 3 приведен пример моделирования параметров $K_{\text{в}}^*$ и $K_{\text{в}}^{**}$ для стратиграфически и петрофизически идентичных

объектов двух соседних месторождений в Западной Сибири. На первом месторождении для моделирования начальной нефтенасыщенности ($1 - K_{\text{во}}$) использованы стандартные центрифуги, а на втором — ультрацентрифуги. Как видно из рисунка, точки $K_{\text{в}}^*$ и $K_{\text{в}}^{**}$ лежат в единых закономерностях (формулы (17), (18)) для обоих месторождений. При этом значения $K_{\text{в}}^*$ и $K_{\text{в}}^{**}$ (круглые точки на рисунке) для первого месторождения систематически выше, чем для второго (треугольные точки). Результат пересчета указанных величин на давление $P_{k,\text{max}}$ для первого месторождения по формулам (22) и (23) (квадратные точки) приводит к примерному совпадению локаций точек $K_{\text{в}}^*$ и $K_{\text{в}}^{**}$ на графике для обоих месторождений.

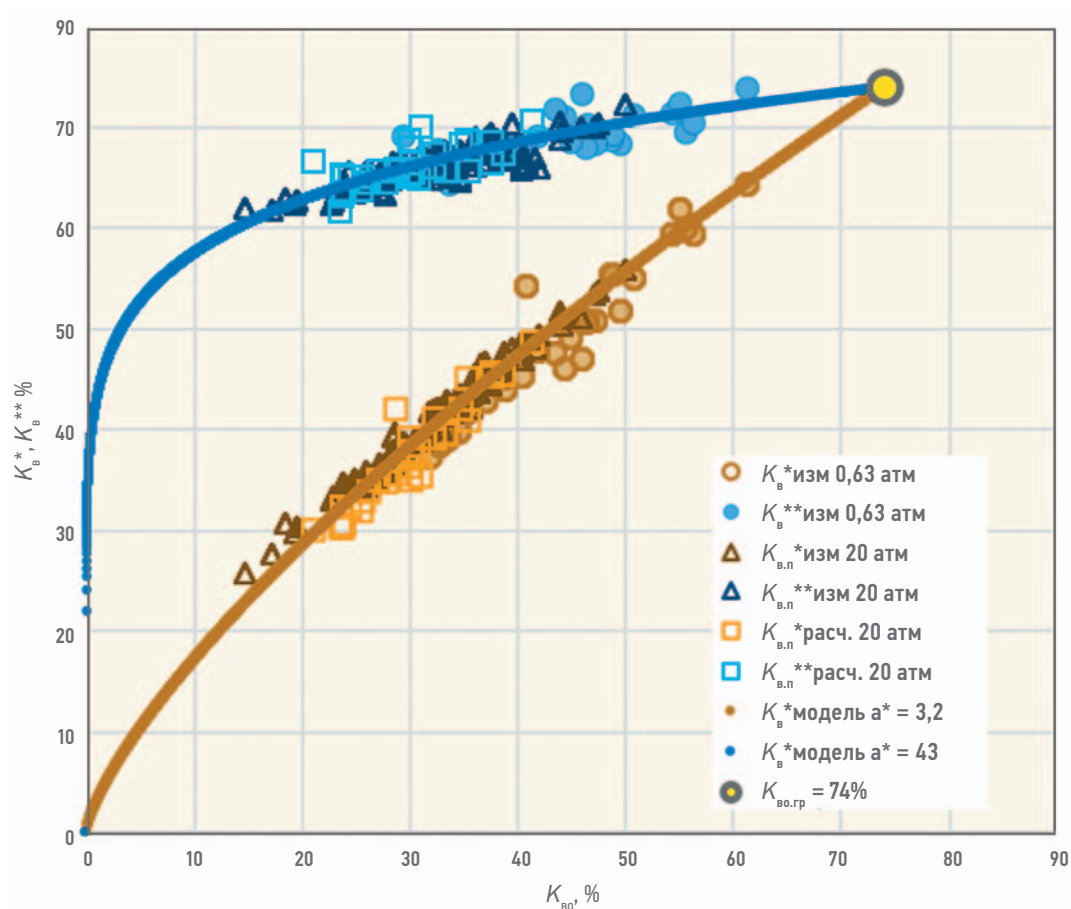


Рис. 3. Пример настройки констант моделей конечных точек водонасыщенности $K_{\text{в}}^*$ и $K_{\text{в}}^{**}$ по результатам лабораторных экспериментов на образцах керна. Составлено автором

Fig. 3. Example of setting the constants of the models of end points of water saturation $K_{\text{в}}^*$ and $K_{\text{в}}^{**}$ based on the results of laboratory experiments on core samples. Prepared by the author

МОДЕЛИ НОРМИРОВАННЫХ КРИВЫХ ОФП

В лабораторной практике эксперименты по моделированию фазовых проницаемостей проводятся для процесса вытеснения нефти водой. Для прогноза фазовых проницаемостей процесса вытеснения воды нефтью нужно проводить соответствующие эксперименты, но в первом приближении можно ожидать, что нормализованные на соответствующие концевые точки кривые ОФП будут схожими для обоих процессов. Данное предположение позволяет прогнозировать фазовые проницаемости не только для процесса вытеснения нефти водой, но и для обратного процесса вытеснения воды нефтью, используя общую модель нормированных ОФП и соответствующие модели концевых точек, аппроксимирующие лабораторные эксперименты. При этом в качестве концевой точки для проницаемости по воде при 100% водонасыщенности порового пространства $K'_{ф.пр.в.мах}$ принимается значение, которое также экспериментально получают в лабораториях при прокачке 100% воды (обычно в лабораторной практике это соответствует режиму 1).

Математические модели нормированных кривых ОФП (в д.ед.) на основании выражений (6), (7) и (10), (11) для процесса вытеснения нефти водой могут быть записаны следующим образом:

$$K_{н.пр.н} = \frac{K_{ф.пр.н}}{K_{ф.пр.н.мах}} = \exp(-\Delta S_n), \quad (26)$$

$$K_{н.пр.в} = \frac{K_{ф.пр.в}}{K_{ф.пр.в.мах}} = \exp(-\Delta S_v). \quad (27)$$

Величины изменения связанности порового пространства для нефти (ΔS_n) и воды (ΔS_v) при двухфазном течении в нормированных интервалах водонасыщенности от $K_{во}$ до $K_{в}^{**}$ (для нефти) и от $K_{в}^*$ до $K_{в}^{**}$ (для воды) определяются как:

$$\Delta S_n = a_{1n} \cdot S_n^{a_{2n}} + a_{3n} \cdot S_n^{a_{4n}}, \quad (28)$$

$$\Delta S_v = a_{1v} \cdot (1 - S_v)^{a_{2v}} + a_{3v} \cdot (1 - S_v)^{a_{4v}}, \quad (29)$$

где S_n и S_v — нормированные значения водонасыщенности в интервалах изменений экспериментально полученных кривых ОФП соответственно по нефти и воде. Величины нормированных водонасыщенностей рассчитываются по формулам:

$$S_n = \frac{K_v - K_{во}}{K_v^{**} - K_{во}}, \quad (30)$$

$$S_v = \frac{K_v - K_v^*}{K_v^{**} - K_v^*}. \quad (31)$$

Коэффициенты a_{1n} , a_{2n} , a_{3n} , a_{4n} , a_{1v} , a_{2v} , a_{3v} , a_{4v} определяют форму нормированных кривых ОФП и для однотипных отложений варьируют в относительно узких диапазонах. В первом приближении величины констант a_{3n} и a_{3v} можно принять равными 3, а констант a_{4n} и a_{4v} — 10. Пример моделирования нормированных ОФП показан на рис. 4.

МОДЕЛЬ ГРАНИЧНОЙ ПОРИСТОСТИ ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ

В практике петрофизического моделирования коэффициент пористости является одним из базовых параметров для разного рода моделей и типизаций. Одной из стандартных задач петрофизического моделирования является обоснование граничного значения коэффициента пористости $K_{п.гр}$ для выделения коллекторов в разрезе скважин. Относительный объем порового пространства, в котором возможна фильтрация флюидов, определяется величиной динамической пористости $K_{п.д}$. Поэтому стандартной задачей обоснования величины $K_{п.гр}$ является построение сопоставления $K_{п}$ с $K_{п.д}$ и определение значения $K_{п.гр}$ при $K_{п.д} = 0$. В рамках КСП модель динамической пористости описывается уравнением (21). Используя закономерности (1) и (24), можно получить математическую модель для динамической пористости, выраженную через величины $K_{п}$, S , P_k . Соответственно величина $K_{п.гр}$ будет определяться значениями S и P_k . При этом параметр S отражает структурно-текстурные особенности горных пород, которые формируют форму пустотного пространства, а параметр P_k является характеристикой фильтрации флюидов для соответствующего перепада давления. Абсолютный фильтрационный предел соответствует случаю, когда $P_k = P_{k.мах}$, этот предел будет справедлив для выделения коллекторов, в которых возможна фильтрация флюидов при создании перепада давления, равного или выше $P_{k.мах}$. Пример построения сопоставления $K_{п} - K_{п.д}$ для такого случая показан на рис. 5. При меньших давлениях вытеснения, часть более низкопроницаемых коллекторов перестает участвовать в процессе фильтрации. Для таких случаев, величина $K_{п.гр}$ будет несколько выше, чем абсолютный фильтрационный предел. Очевидно, что в переходной водонефтяной зоне возможность заполнения пор нефтью обусловлена соответствующим значением P_k , соответственно для нефтяной фазы величина $K_{п.гр}$ в переходных зонах будет несколько выше, чем в зонах предельной

нефтенасыщенности. Для малоамплитудных залежей, полностью находящихся в переходной зоне, значение P_k в кровле залежи будет ниже, чем $P_{k, \max}$, поэтому, принимая это значение для определения $K_{во}$ и соответствующей величины $K_{п, гр}$, получаем фактор, потенциально снижающий выделяемые эффективные толщины коллекторов. Стоит отметить, что, как уже было отмечено выше, на продуктивные толщины этот фактор влияния не окажет, а потенциально «недовыделенные» низкопроницаемые водонасыщенные интервалы будут вовлекаться в процесс фильтрации только при создании относительно высоких депрессий на пласт, например при проведении гидроразрыва пласта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Взаимосогласованная система уравнений КСП позволяет провести петрофизическое моделирование базовых ФЕС горных пород. Входными параметрами для моделей

являются величины коэффициента пористости K_p , параметра связанности порового пространства S и капиллярного давления P_k для заданной глубины. В случае если капиллярное давление оценить не представляется возможным (например, если нет понимания о положении «зеркала чистой воды»), то в качестве входного параметра может привлекаться значение текущей водонасыщенности $K_{в}$, установленное по данным электрических методов ГИС.

Практическая сторона использования математического аппарата КСП связана в первую очередь с возможностью учесть изменение величины S , которую можно рассматривать как классификационный параметр для типизации горных пород. Установлено, что варьирование значения S может коррелировать со сменой фациальных обстановок осадконакопления или интенсивностью постседиментационных вторичных процессов. В этом отношении концептуальное понимание процессов формирования и геологического строения залежи может позволить установить

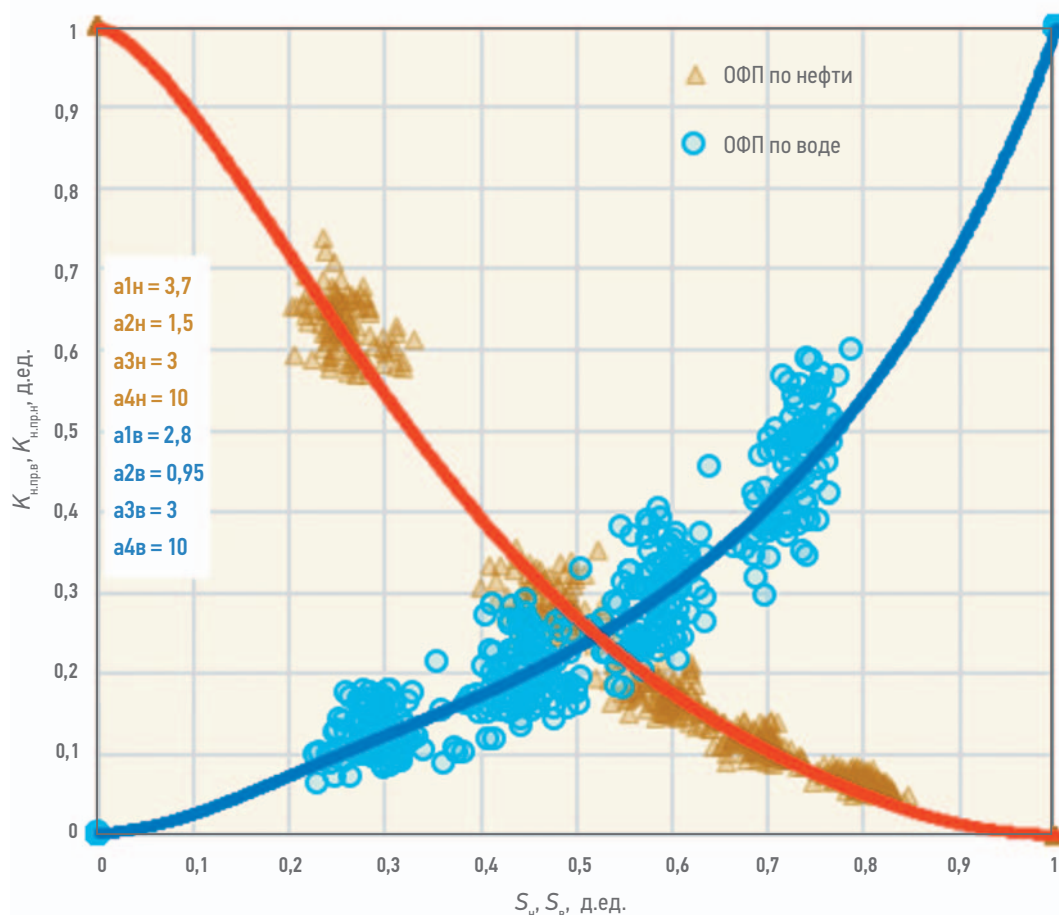


Рис. 4. Пример настройки констант моделей нормированных ОФП по результатам лабораторных экспериментов на образцах керна. Составлено автором

Fig. 4. Example of setting the constants of normalized relative phase permeability models based on the results of laboratory experiments on core samples. Prepared by the author

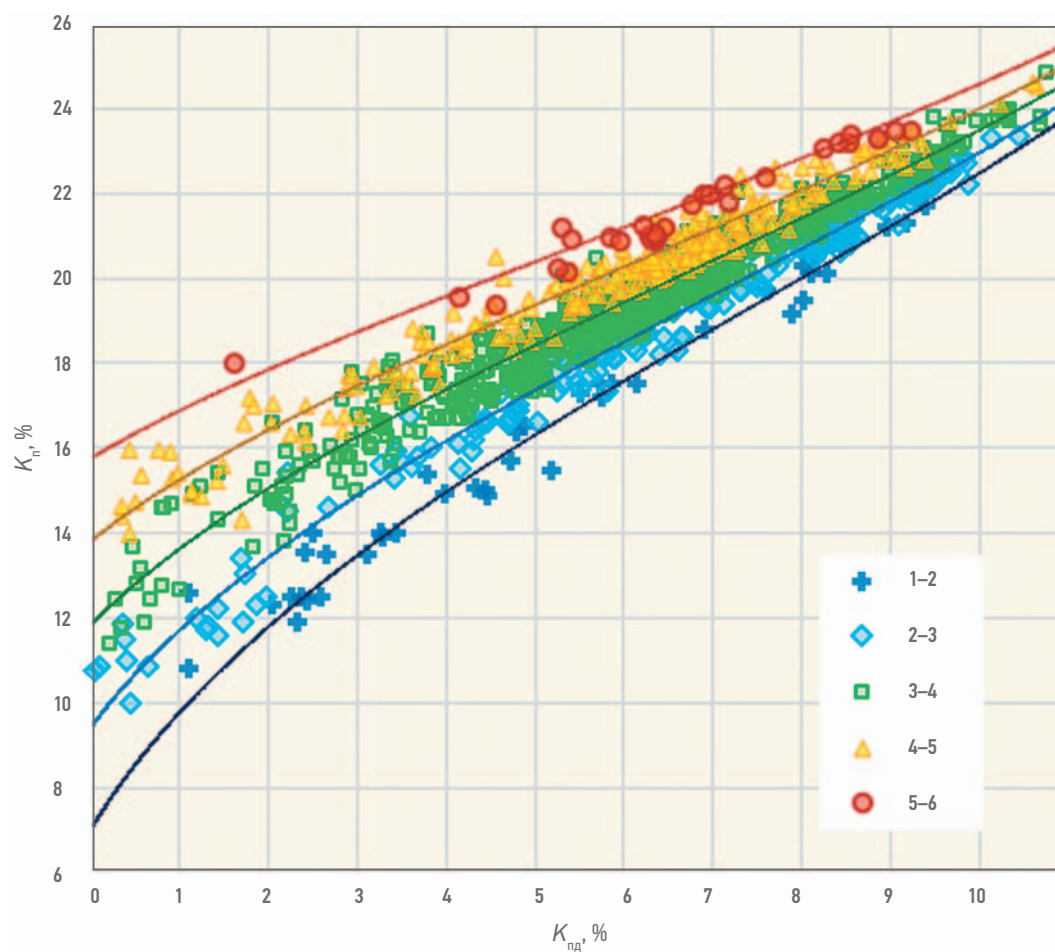


Рис. 5. Пример сопоставления открытой K_n и динамической $K_{нд}$ пористости по данным ядра (точки) и теоретической модели (линии). Шифр точек диапазон изменения параметра S по данным ядра. Шифр линий — среднее значение соответствующего диапазона изменения S . Составлено автором

Fig. 5. Example of comparison between open and dynamic porosity according to core data (points) and a theoretical model (lines). The point code is the range of change of parameter S according to core data. The line code is the average value of the corresponding range of change of S . Prepared by the author

закономерности пространственного распределения параметра S , что позволяет более достоверно описывать ее

коллекторские свойства при проведении геолого-гидродинамического моделирования.

Список литературы

1. Беляков Е.О. Базовые закономерности концепции связанности порового пространства для петрофизического моделирования фильтрационно-емкостных свойств нефтенасыщенных горных пород // PRONEFT. Профессионально о нефти. — 2020. — № 2. — С. 38–43.
2. Генераленко О.С., Беляков Е.О. Петрофациальное моделирование отложений эстуариевого типа на примере одного из месторождений черкашинской свиты Западной Сибири // PRONEFT. Профессионально о нефти. — 2024. — № 9(2). — С. 20–26.
3. Беляков Е.О. Алгоритм компьютерного моделирования геометрии протекаемого кластера при образовании залежей углеводородов в рамках концепции связанности порового пространства // Геофизика. — 2018. — № 4. — С. 17–24.
4. Шкловский Б.И., Эфрос А.Л. Теория протекания и проводимость сильно неоднородных сред // Успехи физических наук. — 1975. — Т. 117, № 3. — С. 401–434.
5. Элланский М.М. Извлечение из скважинных данных информации для решения поисково-разведочных задач нефтегазовой геологии: учебное пособие для вузов. Москва: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000. — 80 с.

References

1. Belyakov E.O. Basic principles of the concept of pore space connectedness for petrophysical modeling of the filtration and capacity properties of oil-saturated rocks. PRONEFT. *Professional'no o nefi* [PRONEFT. *Professionally about oil*]. 2020, no. 2, pp. 38–43. (In Russ.)
2. Generalenko O.S., Belyakov E.O. Petrofacial modeling of estuarine sediments using the example of one of the fields of the Cherkashinskaya suite in Western Siberia. *Professional'no o nefi* [PRONEFT. *Professionally about oil*]. 2024, no. 9(2), pp. 20–26. (In Russ.)
3. Belyakov E.O. Algorithm for computer modeling of the geometry of a flowing cluster during the formation of hydrocarbon deposits within the framework of the concept of pore space connectedness. *Geofizika* [Geophysics]. 2018, no. 4, pp. 17–24. (In Russ.)

4. Shklovsky B.I., Efros A.L. Theory of flow and conductivity of highly inhomogeneous media. *Uspekhi fizicheskikh nauk* [Advances in Physical Sciences]. 1975, vol. 117, no. 3, pp. 401–434. (In Russ.)
5. Ellansky M.M. *Izvlecheniye iz skvazhinnykh dannykh informatsii dlya resheniya poiskovo-razvedochnykh zadach neftegazovoy geologii: uchebnoye posobiye dlya vuzov* [Extraction of information from well data for solving exploration problems in oil and gas geology: Textbook for universities]. Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2000. 80 p. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTION

Е.О. Беляков — провел модификацию уравнений КСП, разработал концепцию статьи, подготовил текст и рисунки; согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Evgeniy O. Belyakov — modified the CPC equations, developed the concept of the article, prepared the text and figures; agrees to accept responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Евгений Олегович Беляков — кандидат геолого-минералогических наук, руководитель проекта развития дисциплины Петрофизика, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
РИНЦ Author ID: 273304
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4094-4308>

Evgeniy O. Belyakov — Cand. Sci (Geol.-Min.),
Lead of the Petrophysical discipline, Gazprom oil
company group
3–5, Pochtamtamskaya str., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
РИНЦ Author ID: 273304
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4094-4308>