

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 01.08.2025 г.

Принята к публикации 06.10.2025 г.

EDN: QHCTAW

УДК 532.6:552.5.08:53.004.9(571.1)

Родивилов Д.Б.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, dbrodivilov@tnnc.rosneft.ru

ДИНАМИЧЕСКАЯ КАПИЛЛЯРНАЯ МОДЕЛЬ - НОВЫЙ ИНСТРУМЕНТ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Динамическая капиллярная модель базируется на принципиально новом подходе в обработке и аппроксимации кривых капиллярного давления. Она разработана как альтернатива аппроксимационным капиллярным моделям, ставшим стандартом в петрофизической практике. Модель апробирована на серии капилляриметрических исследований образцов керна терригенных отложений Западной Сибири и показала высокую точность воспроизведения данных, в том числе для сложных S-образных кривых капиллярного давления низкопроницаемых образцов. Динамическая капиллярная модель может служить альтернативным инструментом петрофизического моделирования в случае неудовлетворительного результата применения классических капиллярных моделей или при недоступности специализированного программного обеспечения.

Ключевые слова: динамическая капиллярная модель, капилляриметрическое исследование, кривые капиллярного давления, петрофизическое моделирование.

Для цитирования: Родивилов Д.Б. Динамическая капиллярная модель - новый инструмент петрофизического моделирования // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2025. - Т.20. - №4. - https://www.ngtp.ru/rub/2025/37_2025.html EDN: QHCTAW

Вступление

Капиллярная модель – это устоявшийся в современной практике петрофизического моделирования термин, который обозначает математическую модель, предназначенную для описания изменения водонасыщенности по разрезу залежей углеводородов в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов и капиллярного давления, образовавшегося на момент гравитационно-капиллярного равновесия [Практическое руководство..., 2023]. В зарубежной практике процесс разработки капиллярной модели известен под аббревиатурой SHM – Saturation High Modelling [Adams, 2016].

В настоящее время наибольшее распространение получили два основных вида капиллярных моделей: обобщающие и аппроксимационные. Оба основаны на математическом описании кривых капиллярного давления (ККД). Обобщающие модели в основном представлены J-функцией Леверетта [Leverett, 1941] и её многочисленными модификациями. Принципом их построения является описание одним уравнением всей имеющейся совокупности предварительно обработанных ККД. Аппроксимационные модели представлены большим разнообразием базовых уравнений, разработанных как зарубежными,

так и отечественными авторами [Дьяконова, 2000; Мартынова, 2018]. Из них наиболее известные и реализованные в специальных программных обеспечениях – это уравнения Томира, Брукс-Кори, Скелта-Харрисона [Thomeer, 1960; Brooks, Corey, 1964; Skelt, Harrison, 1995]. Основным принцип реализации таких моделей – индивидуальная аппроксимация ККД с последующим поиском зависимостей параметров базового уравнения от ФЕС образцов керна, участвующих в капилляриметрии.

Аппроксимационные модели зачастую точнее описывают фактические ККД, но в отличие от обобщающих моделей их разработка требует специализированного программного обеспечения. При отсутствии такового, индивидуальная аппроксимация всех ККД является очень трудоёмкой задачей, требующей автоматизации посредством некоммерческих решений и дополнительных навыков специалистов-петрофизиков, например, в программировании с помощью библиотек Python.

При разработке аппроксимационных моделей происходит индивидуальная для каждого образца вертикальная аппроксимация ККД в координатах «капиллярное давление (P_k) – коэффициент водонасыщенности (K_b)». Динамическая капиллярная модель основана на принципиально ином подходе – массовой для всех образцов горизонтальной аппроксимации значений водонасыщенности для каждого этапа дренирования. Другими словами, разработка динамической капиллярной модели требует значительно меньшего количества математических операций в отличие от стандартных аппроксимационных моделей.

Построение динамической капиллярной модели

Основой динамической капиллярной модели является уравнение зависимости коэффициента водонасыщенности на определенном режиме дренирования (K_b^i) от коэффициента минимальной (условно остаточной) водонасыщенности на последнем этапе дренирования в условиях максимального капиллярного давления (K_b^{min}), доступного в лабораторных условиях:

$$K_b^i = 1 - \left(\frac{1 - K_b^{min}}{1 + a \cdot K_b^{min^b}} \right) \quad (1),$$

где a и b - эмпирические коэффициенты аппроксимации, подбирающиеся одним из способов математической оптимизации нелинейных функций: методы Нелдера-Мида, Дэвидсона-Флетчера-Пауэлла и др. Забегая вперёд стоит отметить, что параметры a и b функционально связаны с динамическим изменением капиллярного давления.

Ниже приведена настройка модели на примере коллекции порядка 70 образцов керна ачимовской толщи нефтегазоконденсатного месторождения Ямало-Ненецкого автономного округа, исследованных на ультрацентрифуге. Образцы коллекции представлены песчаниками

средне- и мелкозернистыми, характеризуются диапазоном изменения коэффициента пористости (K_p) от 0,136 до 0,209, в среднем составляющего 0,174 д. ед., коэффициент абсолютной проницаемости ($K_{пр}$) увеличивается от 0,096 до 28,13, в среднем – 2,19 мД. Последовательные определения водонасыщенности на ультрацентрифуге производились на одиннадцати режимах со следующими расчетными значениями капиллярного давления: 0,1; 0,15; 0,25; 0,5; 1,5; 2; 4; 7; 12; 15; 20 атм.

Основной принцип разработки динамической капиллярной модели заключается в аппроксимации уравнением (1) фактических данных на каждом шаге дренирования. При этом, как показано на рис. 1, аппроксимацию следует проводить начиная с того шага дренирования, на котором снижение водонасыщенности проходит условный порог в 5% абсолютных. На рис. 1 данный порог показан красной пунктирной линией. В представленном примере процесс аппроксимации начинается с шага дренирования с капиллярным давлением равным 0,25 атм. и заканчивается на предпоследней ступени дренирования – 15 атм.

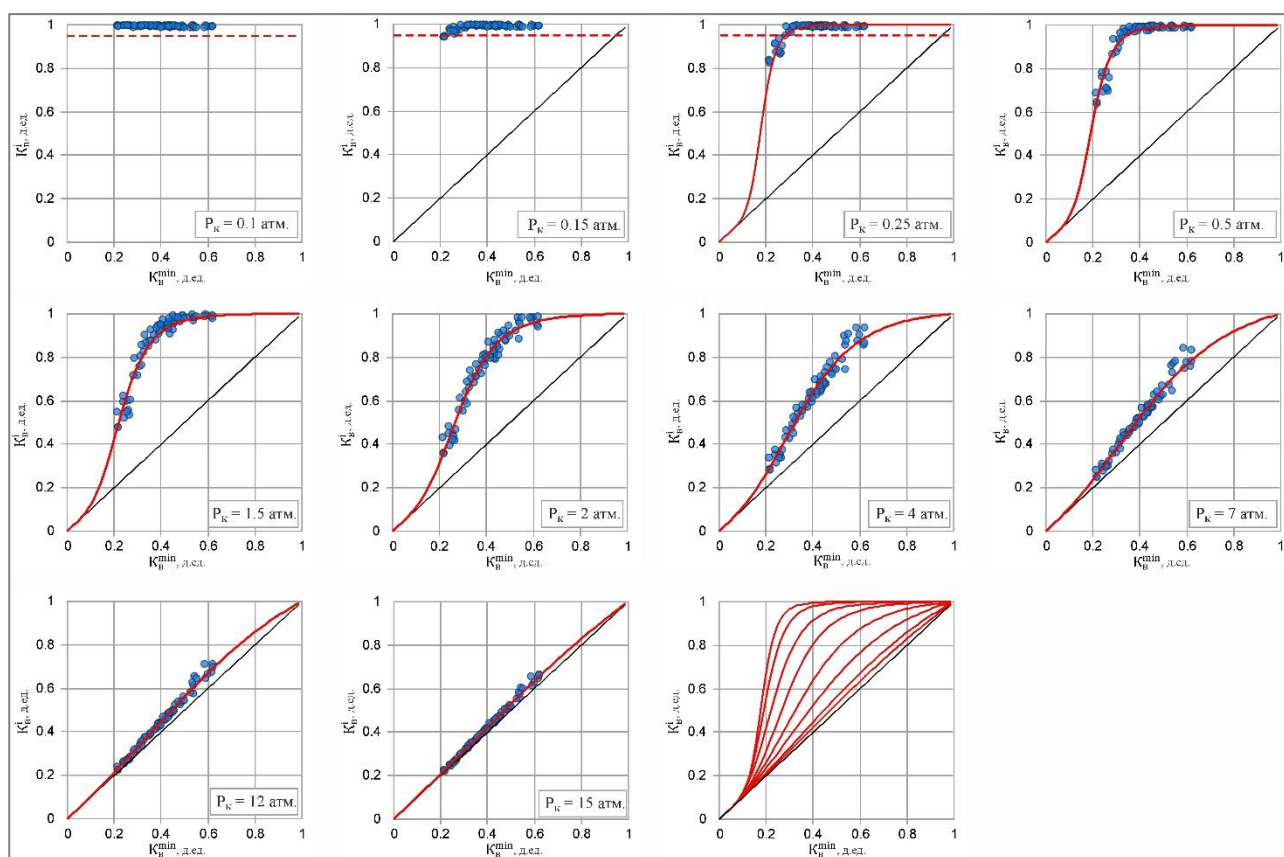


Рис. 1. Графики процесса динамической аппроксимации зависимостей коэффициента водонасыщенности от коэффициента минимальной водонасыщенности

На втором этапе настройки модели необходимо установить функциональные связи между полученными на предыдущем шаге значениями коэффициентов аппроксимации a и b от соответствующих значений капиллярного давления (табл. 1, рис. 2а, б). Зачастую данные

зависимости могут быть аппроксимированы степенными уравнением по типу (2-3). Также требуется установить уравнение зависимости между величинами K_b^{min} и каким-либо параметром ФЕС, для этой цели предпочтительнее использовать $K_{пр}$ (рис. 2в). На рис. 2 представлены необходимые зависимости, уравнения аппроксимации для них имеют вид:

$$a = 490,3/P_K^{2,787} \quad (2),$$

$$b = 4,26/P_K^{0,268} \quad (3),$$

$$K_b^{min} = 1/(2,64 + 1,28 \cdot \lg(K_{пр})) \quad (4).$$

Таблица 1

Значения коэффициентов уравнения динамической капиллярной модели, полученные в процессе аппроксимации (см. рис. 1)

P_K , атм.	Коэффициенты аппроксимации	
	a	b
0,25	68870,4	6,40
0,5	2718,4	5,04
1,5	232,2	3,98
2	57,9	3,63
4	9,85	2,95
7	2,53	2,49
12	0,71	2,31
15	0,27	2,02

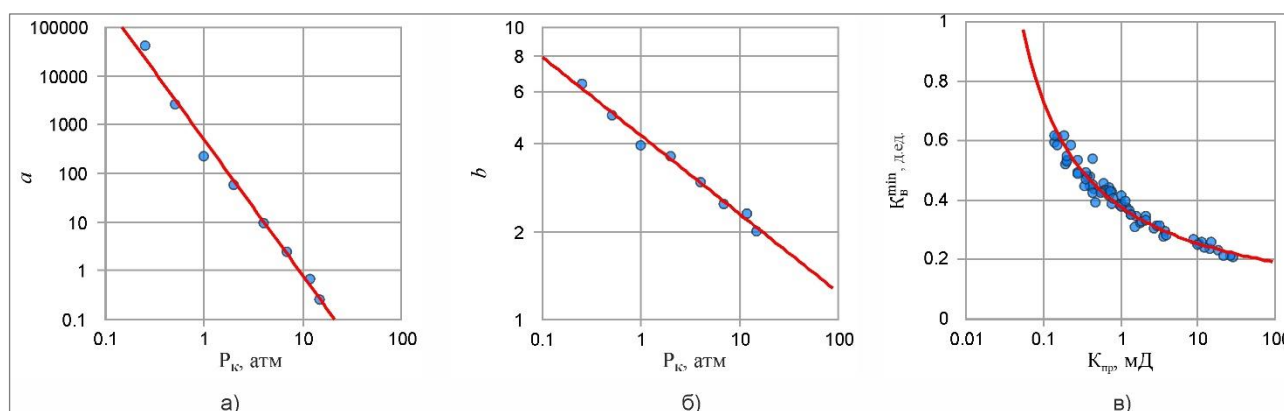


Рис. 2. Графики зависимостей параметров динамической модели: а и б от капиллярного давления (а, б) и коэффициента минимальной водонасыщенности от проницаемости (в)

Оценка качества модели

Неотъемлемой частью разработки любой капиллярной модели является контроль качества. В существующих методических рекомендациях и профессиональной литературе не отражены четкие критерии качества и допустимые погрешности прогноза водонасыщенности по капиллярным моделям [Практическое руководство..., 2023]. По этой причине в работе предлагается вариант статистической оценки качества моделей на основе анализа

относительной погрешности, которая рассчитывается согласно выражению:

$$\delta = \frac{K_B^{\text{прогноз}} - K_B^{\text{факт}}}{K_B^{\text{факт}}} \quad (5),$$

где $K_B^{\text{факт}}$ - значение водонасыщенности, замеренное на каждой ступени изменения давления в лабораторном капилляриметрическом эксперименте (в рассматриваем выше случае, начиная с 0,25 атм.), $K_B^{\text{прогноз}}$ - значение, рассчитанное по уравнению (1) с учетом уравнений (2-4) и применением значений $K_{пр}$ по образцам, участвующим в капилляриметрических экспериментах.

На рис. 3а, б представлен статистический анализ относительной погрешности с обоснованием граничных значений доверительного интервала P10-P90. Далее выявленные граничные значения отражаются на графике сопоставления «прогноз-факт» (рис. 3в) в виде функций, полученных с учетом выражения (5):

$$K_B^{\text{прогноз}} = K_B^{\text{факт}} \times (1 + \delta_{P10}) = K_B^{\text{факт}} \times (1 - 0,072) \quad (6),$$

$$K_B^{\text{прогноз}} = K_B^{\text{факт}} \times (1 + \delta_{P90}) = K_B^{\text{факт}} \times (1 + 0,141) \quad (7).$$

Также на график сопоставления «прогноз-факт» наносятся абсолютные погрешности $\pm 0,1$ д. ед., отраженные на рис. 3в черной пунктирной линией. Предполагается, что качество модели соответствует приемлемому уровню, если доверительный интервал относительной погрешности P10-P90 не выходит за пределы абсолютной погрешности $\pm 0,1$, как это продемонстрировано на рис. 3в.

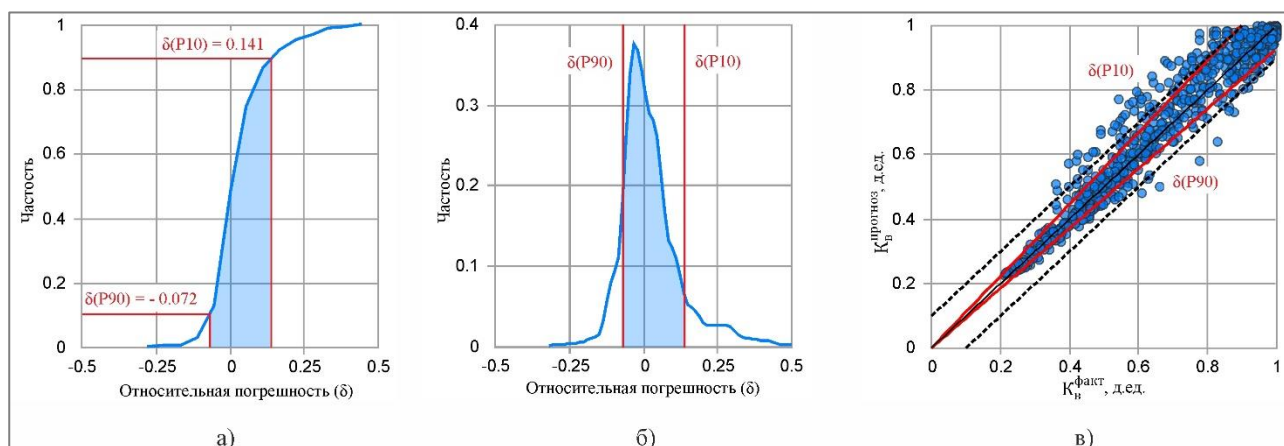


Рис. 3. Графики анализа погрешностей прогноза водонасыщенности по динамической капиллярной модели: интегральное (а) и дифференциальное (б) распределения относительной погрешности; сопоставление фактических и прогнозных (модельных) значений коэффициента водонасыщенности (в)

Реализация модели

На рис. 4 отражены ККД, рассчитанные по уравнениям динамической капиллярной модели (1-4). При низких значениях проницаемости расчетные ККД имеют S-образную

форму, что является преимуществом динамической модели и придаёт ей схожесть в этом, например, с уравнением Скельта-Харрисона.

Для расчета водонасыщенности по высоте залежи согласно уравнению динамической модели (1) необходимо в частных уравнениях (2-3) привести капиллярное давление в лабораторных условиях P_k к пластовым условиям $P_{k,пл}$ с учетом высоты над зеркалом чистой воды ($H_{зчв}$):

$$P_k = P_{k,пл} \cdot \frac{ift_{лаб} \cdot \cos(\theta)_{лаб}}{ift_{пл} \cdot \cos(\theta)_{пл}} = 0,01 \cdot H_{зчв} \cdot g \cdot (\delta_v - \delta_{ув}) \cdot \frac{ift_{лаб} \cdot \cos(\theta)_{лаб}}{ift_{пл} \cdot \cos(\theta)_{пл}} \quad (8),$$

где $ift_{лаб}$ и $ift_{пл}$ - межфазное поверхностное натяжение на контакте флюидов в лабораторных и пластовых условиях, например, для систем «воздух-вода» и «нефть-вода» соответственно (дин/см), $\cos(\theta)_{лаб}$ и $\cos(\theta)_{пл}$ - косинус угла касания мениска на контакте флюидов в соответствующих условиях [Практическое руководство..., 2023]. Константы g - ускорение свободного падения ($9,81 \text{ м/с}^2$), δ_v и $\delta_{ув}$ - плотность воды и углеводородов в пластовых условиях (г/см^3).

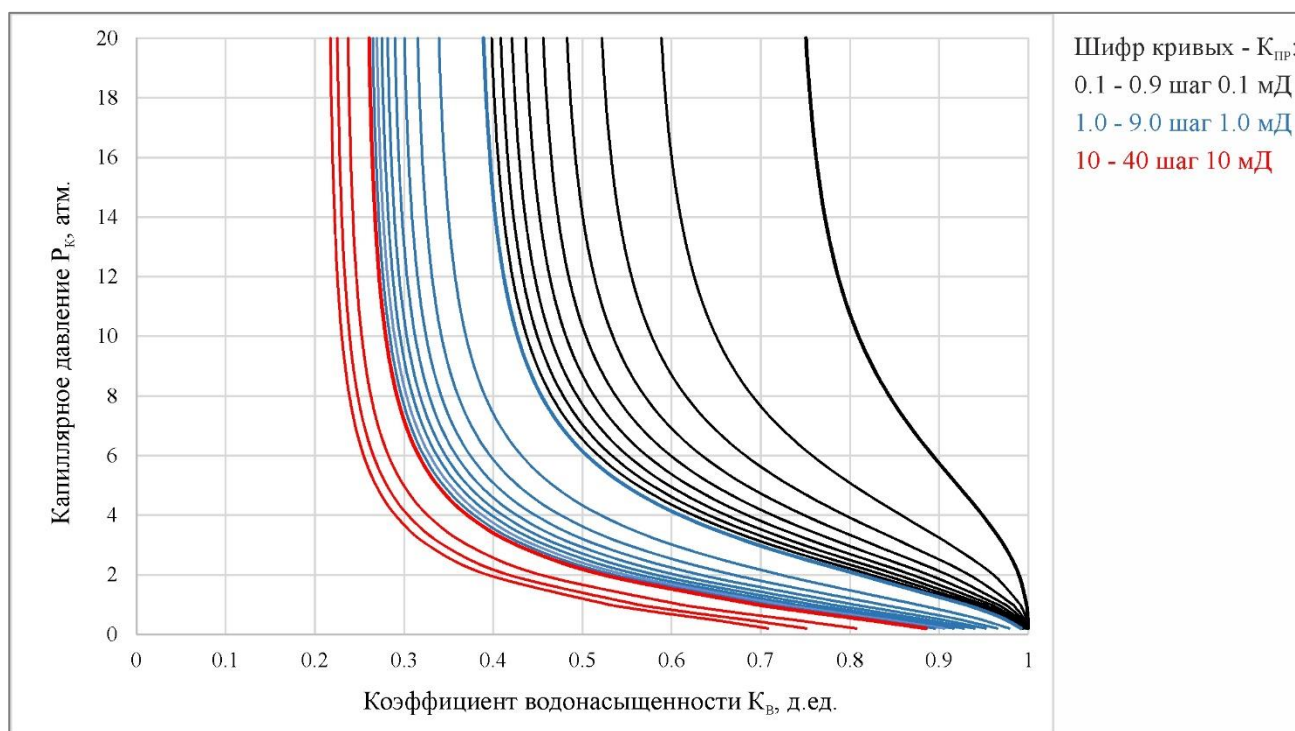


Рис. 4. Визуализация кривых капиллярного давления, рассчитанных по динамической капиллярной модели

Отдельно стоит отметить, что в отличие от уравнений, описывающих непосредственно ККД (например, Брукса-Кори или Скельта-Харрисона), динамическая модель не может «предсказывать» уменьшение водонасыщенности меньше значения, которое получено на последнем режиме дренирования и принято как K_v^{min} . По мере роста капиллярного давления

функция водонасыщенности будет бесконечно стремиться к K_v^{min} , но никогда не преодолеет это значение.

На данный момент можно считать, что динамическая капиллярная модель находится на этапе тестирования, она апробирована на ограниченном количестве статистических выборок капилляриметрических исследований керна, отобранного из терригенных отложений Западной Сибири.

Выводы

Динамическая капиллярная модель основана на принципиально новом методическом подходе по обработке результатов лабораторной капилляриметрии и представляет собой нечто среднее между простыми решениями по типу j-функции и сложными аппроксимационными моделями. Для модели характерна S-образная форма ККД, что позволяет наиболее точно описать фактические данные капилляриметрии низкопроницаемых образцов керна.

Динамическая модель потенциально характеризуется меньшей нестабильностью решения и вариативностью настройки относительно сложных аппроксимационных решений. Также для её реализации не требуется специализированное программное обеспечение, так как настройка модели происходит с меньшим количеством математических операций по аппроксимации данных.

Литература

Дьяконова Т.Ф., Билибин С.И., Закревский К.Е. Построение цифровых моделей нефтенасыщенности коллекторов месторождений Западной Сибири // Геология нефти и газа. - 2000. - № 4. - С. 41-45. EDN: [BHDUGJ](#)

Мартынова Ю.В., Михайлов С.П. Математическое моделирование кривой капиллярного давления горных пород // Математическое моделирование процессов и систем: материалы VIII Международной молодежной научно-практической конференции (г. Уфа, 04-07 октября 2018 г.). Том III. - Уфа: Башкирский государственный университет, 2018. - С. 26-31. EDN: [YXUGCD](#)

Практическое руководство по петрофизическому моделированию нефтегазонасыщенности / Д.Б. Родивилов, Ю.Д. Кантемиров, И.Р. Махмутов, А.В. Акиншин; ООО «Тюменский нефтяной научный центр». - Тюмень: ИПЦ «Экспресс», 2023. - 144 с. DOI: [10.54744/TNSC.2023.62.68.001](#)

Adams S.J. Saturation-height modelling for reservoir description: including capillary pressure interpretation. - Petrophysicist Limited, 2016. - 428 p.

Brooks R.H. Hydraulic properties of porous media. - Hydrology Papers, Colorado State University, 1964. - 27 p.

Leverett M.C. Capillary behavior in porous solids. - Trans., AIME, 1941. - 204 p.
DOI: [10.2118/941152-G](https://doi.org/10.2118/941152-G)

Skelton C., Harrison R. An integrated approach to saturation height analysis // Paper NNN, SPWLA 36th Annual Logging Symposium. - 1995.

Thomeer J.H.M. Introduction of a pore geometrical factor defined by the capillary pressure // Trans. AIME. - 1960. - 213. - P. 354-358. DOI: [10.2118/1324-G](https://doi.org/10.2118/1324-G)

Rodivilov D.B.

Tyumen Oil Research Center, Tyumen, Russia, dbrodivilov@tnnc.rosneft.ru

DYNAMIC CAPILLARY MODEL - A NEW TOOL FOR PETROPHYSICAL MODELING

The dynamic capillary model is based on a fundamentally new approach to processing and approximating capillary pressure curves. This model was developed as an alternative to approximating capillary models, which have now become, with the involvement of specialized software products, a standard in petrophysical practice. The model was tested on a series of capillarymetric studies of core samples of terrigenous strata in Western Siberia and showed high accuracy of data reproduction, including for complex S-shaped capillary pressure curves of low-permeability samples. The dynamic capillary model can serve as an alternative tool for petrophysical modeling in cases of unsatisfactory results of using classical capillary models or unavailability of specialized software.

Keywords: dynamic capillary model, capillarymetric studie, capillary pressure curves, petrophysical modeling.

For citation: Rodivilov D.B. Dinamicheskaya kapillyarnaya model' - novyy instrument petrofizicheskogo modelirovaniya [Dynamic capillary model - a new tool for petrophysical modeling]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika, 2025, vol. 20, no. 4, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2025/37_2025.html EDN: QHCTAW

References

Adams S.J. Saturation-height modelling for reservoir description: including capillary pressure interpretation. Petrophysicist Limited, 2016, 428 p.

Brooks R.H. Hydraulic properties of porous media. *Hydrology Papers*, Colorado State University, 1964, 27 p.

D'yakonova T.F., Bilibin S.I., Zakrevskiy K.E. Postroenie tsifrovyykh modeley neftenasyshchennosti kollektorov mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri [Construction of digital models of oil saturation of reservoirs of Western Siberian fields]. *Geologiya nefti i gaza*, 2000, no. 4, pp. 41-45. (In Russ.). EDN: [BHDUGJ](#)

Leverett M.C. Capillary behavior in porous solids. *Trans. AIME*, 1941, 204 p. DOI: [10.2118/941152-G](#)

Martynova Yu.V., Mikhaylov S.P. Matematicheskoe modelirovanie krivoy kapillyarnogo davleniya gornyykh porod [Mathematical modeling of the capillary pressure curve of rocks]. Matematicheskoe modelirovanie protsessov i sistem: materialy VIII Mezhdunarodnoy molodezhnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii (Ufa, 4-7 Oct 2018). Vol III. Ufa: Bashkirskiy gosudarstvennyy universitet, 2018, pp. 26-31. (In Russ.). EDN: [YXUGCD](#)

Prakticheskoe rukovodstvo po petrofizicheskomu modelirovaniyu neftegazonasyshchennosti [A practical guide to petrophysical modeling of oil and gas saturation]. D.B. Rodivilov, Yu.D. Kantemirov, I.R. Makhmutov, A.V. Akin'shin; ООО «Tyumenskiy neftyanoy nauchnyy tsentr». Tyumen': IPTs «Ekspress», 2023, 144 p. (In Russ.). DOI: [10.54744/TNSC.2023.62.68.001](#)

Skelt C., Harrison R. An integrated approach to saturation height analysis. *Paper NNN, SPWLA 36th Annual Logging Symposium*, 1995.

Thomeer J.H.M. Introduction of a pore geometrical factor defined by the capillary pressure. *Trans. AIME*, 1960, 213, pp. 354-358. DOI: [10.2118/1324-G](#)