

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.11>

УДК 622.276

# Капиллярная модель – комплексное геолого-петрофизическое представление залежи при подсчете геологических запасов углеводородов

А.Д. Егорова<sup>1\*</sup>, Т.Г. Исакова<sup>1</sup>, Т.Ф. Дьяконова<sup>1</sup>, Е.Е. Кристья<sup>2</sup>, Е.И. Бронскова<sup>3</sup>,  
Н.В. Дорофеев<sup>4</sup>, Е.А. Конорцева<sup>1</sup>, Г.А. Калмыков<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

<sup>2</sup>ПАО «ЛУКОЙЛ», Москва, Россия

<sup>3</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

<sup>4</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», Усинск, Россия

Основой решения практически всех геологических задач являются модели, представляющие собой отражение строения месторождений. Это предъявляет высокие требования к детальности и точности моделей.

Одним из наиболее важных параметров при подсчете запасов углеводородов является коэффициент нефтенасыщенности, определяемый в большинстве случаев с помощью электрической модели по методике Дахнова – Арчи. Несмотря на широкое применение этой методики, она имеет ряд существенных ограничений. Альтернативным способом оценки нефтенасыщенности в подобных ситуациях является использование капиллярной модели, построенной по данным капилляриметрических исследований керна.

В основе капиллярной модели лежит непрерывная многомерная функция зависимости коэффициента водонасыщенности от высоты над зеркалом чистой воды, пористости и проницаемости. Корректно построенная капиллярная модель достоверно описывает геологическую модель залежи с учетом информации о водонасыщенности коллекторов по высоте структуры, об уровнях флюидальных контактов и о плотностях флюидов, а также о поверхностных и фильтрационно-емкостных свойствах коллекторов.

**Ключевые слова:** капиллярная модель, капилляриметрия, относительные фазовые проницаемости, коэффициент нефтенасыщенности, геофизические исследования скважин

**Для цитирования:** Егорова А.Д., Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Кристья Е.Е., Бронскова Е.И., Дорофеев Н.В., Конорцева Е.А., Калмыков Г.А. (2023). Капиллярная модель – комплексное геолого-петрофизическое представление залежи при подсчете геологических запасов углеводородов. *Георесурсы*, 25(2), с. 150–160. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.11>

## Введение

Проницаемые осадочные горные породы содержат нефть, газ и воду. Распределение этих жидкостей и газа в породах при формировании нефтяной залежи контролируется главным образом гравитационными и капиллярными силами. В основе капиллярно-гравитационной теории распределения флюидов лежит разность давлений на границе нефти и воды, обусловленная межфазным натяжением, и разность плотностей нефти, газа и воды (Амикс и др., 1962; Большаков, 1995). Рассматриваемые в настоящей работе залежи углеводородов сформированы миграционной нефтью, исходной средой образования осадков был водный бассейн. В пределах залежи возникает сложное распределение нефти и воды по разрезу в приконтактных зонах (Амикс и др., 1962).

На рис. 1 показано типичное распределение нефти и воды в залежах структурной формы.

Согласно капиллярно-гравитационной теории (Амикс и др., 1962; Гиматудинов, Ширковский, 1982), значение

коэффициента водонасыщенности ( $K_v$ ) в каждой точке породы определяется величиной радиуса капилляра, то есть фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС): его пористостью ( $K_p$ ), проницаемостью ( $K_{пр}$ ) и высотой над зеркалом чистой воды ( $\Delta H_{зчв}$ ):  $K_v = f(\Delta H_{зчв}, K_p, K_{пр})$ .

Таким образом, под капиллярной моделью имеется в виду непрерывная многомерная функция зависимости коэффициента водонасыщенности от высоты над зеркалом чистой воды, пористости и проницаемости. Эта модель также является отражением геологической модели залежи с информацией о высоте залежи, уровнях флюидальных контактов, плотностях флюидов, поверхностных и фильтрационно-емкостных свойствах коллекторов.

Капиллярные модели, включающие в себя большое количество характеристик коллектора и залежи, все чаще используются при расчетах коэффициентов нефтенасыщенности ( $K_n = 1 - K_v$ ) по данным геофизических исследований скважин (ГИС) для целей подсчета запасов. Однако очень важно знать особенности их построения и дополнительные возможности использования.

Понимание того, как влияют различные геологические и математические параметры на итоговый алгоритм расчета, позволит из набора формул для вычислений перевести капиллярную модель в отражение геолого-петрофизической модели залежи.

\* Ответственный автор: Алена Дмитриевна Егорова  
e-mail: a.nosikova@oilmsu.ru

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

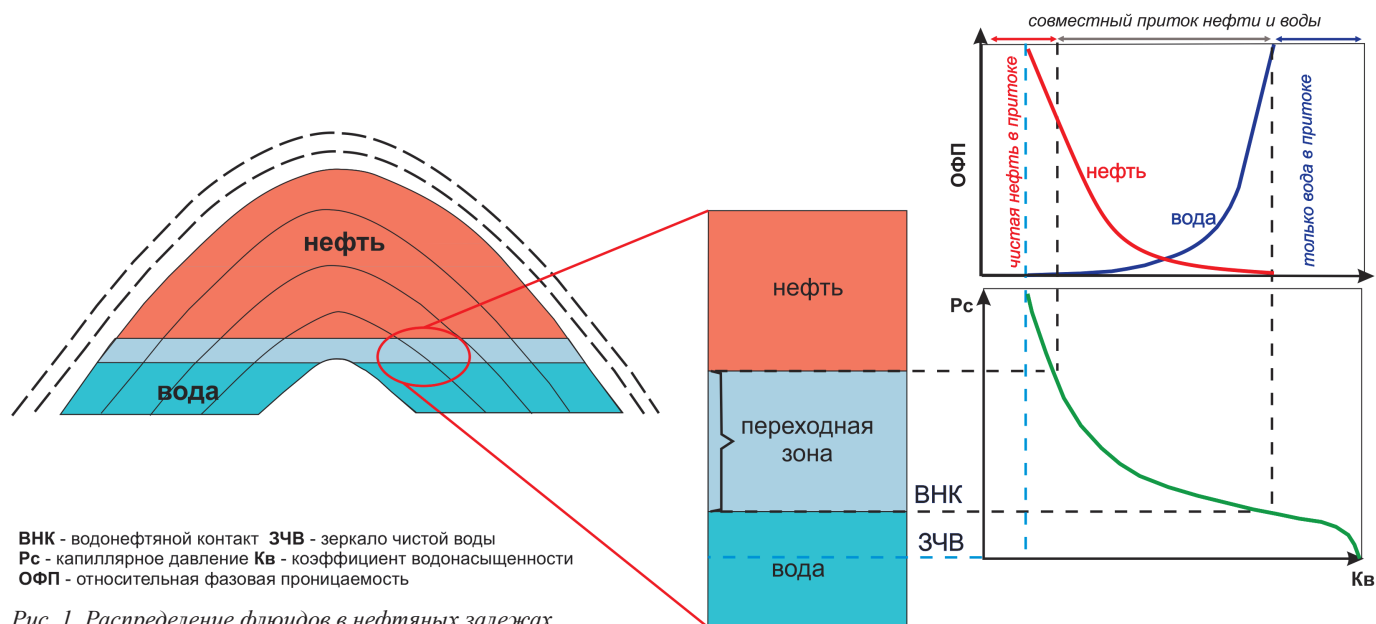


Рис. 1. Распределение флюидов в нефтяных залежах

Цель настоящей работы – рассмотреть капиллярную модель насыщения с точки зрения использования для комплексной геолого-петрофизической характеристики залежи: особенности расчета и применения капиллярной модели на примере различных карбонатных и терригенных отложений месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции; установить взаимосвязь результатов капилляриметрических исследований и стратиграфической, литолого-фациальной, структурно-тектонической принадлежности месторождений, степени сложности строения коллекторов, что позволит использовать капиллярные модели на месторождениях с отсутствием керновых исследований. В работе исследовано влияние математических и геологических факторов на капиллярную модель. Анализ входных параметров, характеризующих свойства продуктивных пластов, позволяет комплексно подойти к моделированию нефтенасыщенности на месторождении и еще на начальном этапе изучения получить представление о неоднородности распределения флюидов по высоте залежи, оценить толщины переходных зон, состав притока и обводненность продукции.

## Материалы и методы

Работа основана на авторском комплексном изучении и обобщении литологического, седиментологического макро- и микроописания пород по колонкам каменного материала; результатов лабораторных стандартных и специальных (исторических и современных) исследований образцов керна, выполненных в рамках настоящей статьи; данных интерпретации геофизических исследований скважин по авторским и историческим методикам; результатов испытаний и опробований. Выполнен статистический анализ исходных и результирующих данных.

## Результаты и их обсуждение

### Характеристика объектов исследования

Объектами исследований являются 14 продуктивных пластов на 13 условных месторождениях, расположенных на территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в пределах деятельности нефтяной компании ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (рис. 2).

Продуктивные пласты на исследуемой площади сформированы в разное геологическое время в различных структурно-тектонических зонах и фациальных обстановках, свойства пластов меняются не только по разрезу, но и по площади в пределах одного стратиграфического интервала. Это определяет сложность и уникальность каждого объекта по литологическому составу, ФЕС, смачиваемости, типам коллекторов, типам порового пространства, петрофизическим моделями.

Исследование проводилось для месторождений двух структурно-тектонических зон – карбонатные девонские отложения *Денисовской впадины* и терригенные и карбонатные отложения *Колвинского мегавала* (табл. 1).

### Особенности построения капиллярных моделей

Для характеристики капиллярных свойств коллектора используется кривая капиллярного давления (ККД) – зависимость капиллярного давления ( $P_c$ ) от коэффициента водонасыщенности ( $K_v$ ). Неоднородность распределения ФЕС пород в пласте порождает, в свою очередь, неоднородность его капиллярных свойств и существенное различие форм ККД. В связи с этим возникает необходимость построения моделей, позволяющих связать значения ФЕС, определяемые геофизическими методами в разрезе скважин, и геологическую неоднородность разреза с капиллярными свойствами пород.

Построение капиллярной модели начинается с анализа лабораторных капилляриметрических исследований: на первом этапе проводится создание итоговой рабочей выборки ККД и разработка классификационных критериев для разделения ККД по объектам с разной геологической неоднородностью.

Наиболее существенными факторами, влияющими на вид капиллярных моделей, являются ФЕС пород, тип и однородность структуры порового пространства, свойства флюидов. Эти факторы определяют различными тектоническими и литофациальными условиями формирования отложений, вторичными изменениями пород и процессами образования залежей углеводородов.

В настоящее время нет единых рекомендаций для дифференциации капиллярных моделей по каким-либо

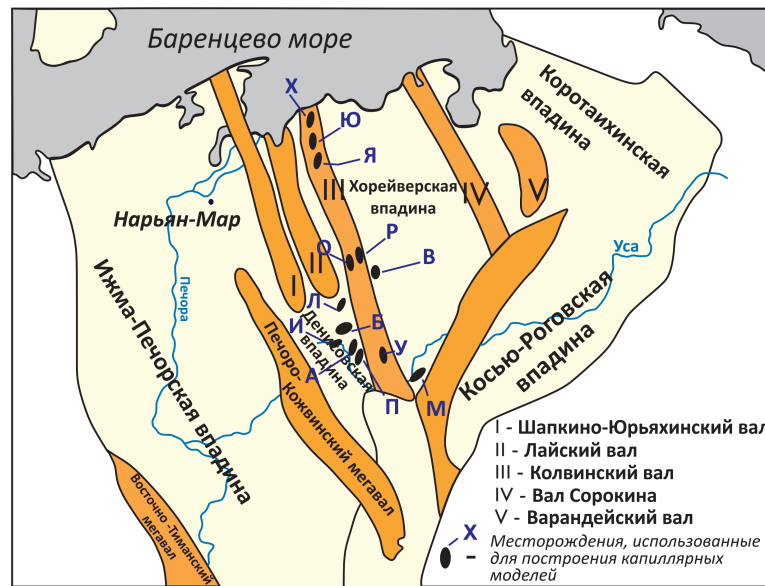


Рис. 2. Расположение исследуемых условных месторождений на площади Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Система	Отдел	Ярус	Свита/горизонт	Литология	Месторождение													
					Х	Я	У	Ю	Л	А	Б	П	И	М	Р	О	В	
Триасовая Т		T <sub>1</sub>	Чаркабожская T <sub>1</sub> cb	тер.														
Пермская Р		P <sub>2</sub>		тер.														
	P <sub>1</sub>	Кунгурский P <sub>1</sub> k		тер.														
		Артинский P <sub>1</sub> ar		тер.-карб.														
		Ассельский-сакмарский P <sub>1</sub> a+s		карб.														
С		C <sub>3</sub> -C <sub>2</sub>		карб.														
Девонская D	D <sub>3</sub>	Фаменская D <sub>3</sub> fm	Елецкий D <sub>3</sub> el	карб.														
			Задонский D <sub>3</sub> zd	карб.														
		Франская D <sub>3</sub> fr	Джерский D <sub>3</sub> dзr	тер.														
	D <sub>2</sub>	Эйфельский D <sub>2</sub> ef			тер.													
Живетский D <sub>2</sub> zv		Старооскольский D <sub>2</sub> st	тер.															
Силурийская S	S <sub>1</sub>	Лландо-верийский S <sub>1</sub> ll	Веяжская свита S <sub>1</sub> vk	карб.														
			Сандивейская свита S <sub>1</sub> sn	карб.														

Примечание:

**карб.** – карбонатные отложения; **тер.** – терригенные отложения; **тер.-карб.** – терригенно-карбонатные отложения

Табл. 1. Стратиграфическая привязанность исследуемых отложений

геологическим признакам. Однако стоит отметить, что геологическая история и условия осадконакопления определяют современный вид кривых капиллярного давления, поэтому изучение нужно начинать с наиболее крупных геологических признаков.

В результате исследования выбранных объектов было установлено, что главными квалификационными критериями для разделения капиллярных моделей являются литологический тип отложений – терригенный или карбонатный; стратиграфическая принадлежность объекта; структурно-тектоническая принадлежность объекта на изучаемой территории.

Примеры влияния главных геологических факторов на вид кривых капиллярного давления представлены на рис. 3, что подтверждает необходимость дифференциации ККД по геологическим признакам. Терригенные отложения обычно характеризуются гладкими пологими кривыми капиллярного давления. Межгранулярный тип порового пространства терригенных коллекторов проявляется в четкой, прямой зависимости ФЕС образца и положения

ККД на графике – чем выше пористость и проницаемость образца, тем левее находится кривая на горизонтальной шкале  $K_v$  от 0% до 100%. Карбонатные коллекторы, характеризующиеся сложным типом порового пространства (каверновым, поровым, трещинным и их комбинацией), часто имеют сложную зависимость капиллярных свойств от ФЕС образца, что проявляется в более хаотичном расположении ККД с различными формами и зачастую незакономерным распределением кривых проницаемости  $K_{пр}$  на графике.

Различия форм и положения кривых капиллярного давления на образцах, отобранных из отложений разного возраста и структурно-тектонической принадлежности, можно объяснить разными литофациальными условиями образования пород. Условия осадконакопления повлияли на литологический состав и тип порового пространства, что и отражается на формах кривых капиллярного давления и значениях остаточной водонасыщенности. Так, среди стратиграфической принадлежности карбонатных объектов выделяются артинские отложения (P<sub>1</sub>ar)

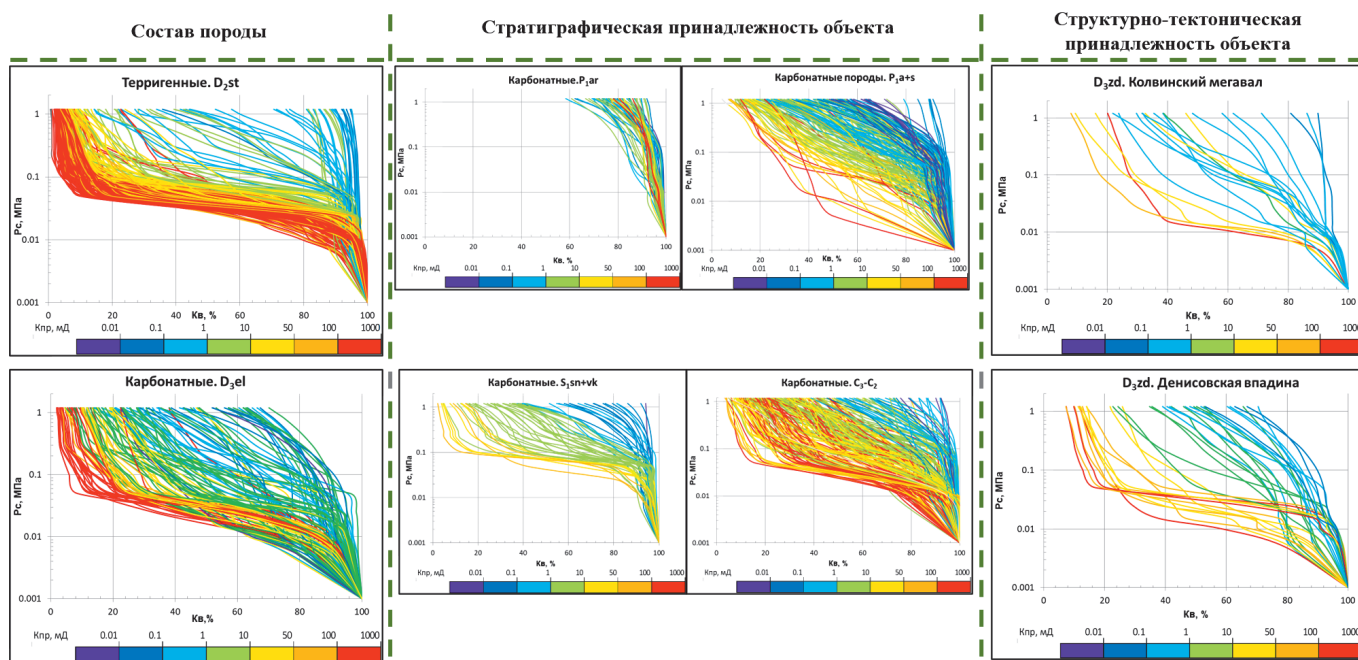


Рис. 3. Главные классификационные критерии для разделения капиллярных моделей

с высокими значениями  $K_{во}$ . Отложения нижнего силура ( $S_{1sn+vk}$ ) характеризуются большими входными давлениями, малой кривизной ККД по сравнению с остальными пластами. Кривые капиллярного давления образцов из пластов  $P_{1a+s}$  и  $C_3-C_2$ , несмотря на одинаковый диапазон  $K_{во}$ , имеют разную кривизну кривых: ККД  $C_3-C_2$  имеют большую кривизну и более неоднородный тип порового пространства.

Более узкие классификационные критерии: тип порового пространства, фаціальная и литологическая характеристика отложений и т.д. – также имеют определяющее значение, но уже при более детальном построении капиллярных моделей и возможности выделения предложенных критериев по данным ГИС в скважине.

Влияние микронеоднородностей на вид кривых капиллярного давления представляют собой отражение размера пор в изучаемом объекте (рис. 4). Например, породы рифовой фации, обладающие хорошими ФЕС, будут иметь кривые капиллярного давления с большой кривизной, малыми значениями  $K_{во}$  и небольшим разбросом ККД в пространстве  $P_c - K_{во}$ . При этом предрифовая и межрифовая фации, где появляется примесь глинисто-обломочного материала, уже имеют большой разброс кривых капиллярного давления, большие  $K_{во}$  и малую крутизну кривых.

Литологические свойства пород определяют вид ККД: чем лучше сортировка (т.е. коэффициент сортировки ниже) и больше зернистость породы, тем меньше будет остаточная водонасыщенность и больше крутизна кривых.

Вид ККД зависит от типа порового пространства. Так, капиллярные кривые образцов порово-кавернового типа отличаются от порового типа более низкими значениями  $K_{во}$  и низкими значениями входного капиллярного давления.

Таким образом, в результате комплексного изучения данных ядра (капиллярных исследований, определения ФЕС, характеристики порового пространства, литологического и седиментологического анализа) устанавливаются классификационные признаки, которые определяют

необходимость дифференциации массива капиллярных кривых по какому-либо критерию для каждого объекта.

Вторым этапом при построении капиллярной модели насыщенности является выбор функции аппроксимации для кривых капиллярного давления. Существует много математических моделей для описания связи капиллярного давления и текущей водонасыщенности. Самые известные модели –  $J$ -функция и функция Брукса – Кори – не всегда дают удовлетворительные результаты. Важно подобрать ту модель, которая будет лучше всего описывать экспериментальную кривую капиллярного давления.

На рис. 5 показан пример выбора аппроксимирующей функции для экспериментальных кривых капиллярного давления. Из рисунка видно, что некоторые функции хорошо аппроксимируют только зону высоких давлений ( $P_c > 0,08$  МПа). Такие функции будут искажать действительное распределение углеводородов по высоте залежи, особенно в пластах с низкими ФЕС. Лучшей моделью для аппроксимации в рассматриваемом примере стала оптимальная модель (Мартынова, Михайлов, 2018), описываемая уравнением:

$$P_c = a \left( \frac{1 - K_B}{K_B - K_{во}} \right)^b,$$

где  $P_c$  – лабораторное капиллярное давление;  $K_B$  – водонасыщенность при заданном капиллярном давлении;  $K_{во}$  – остаточная водонасыщенность,  $a$  и  $b$  – коэффициенты аппроксимирующей функции.

На параметры аппроксимирующей функции и расчетный коэффициент нефтенасыщенности существенное влияние оказывают величины входных параметров:  $K_{во}$ ,  $a$  и  $b$ . Остаточная водонасыщенность  $K_{во}$  является необходимым параметром для построения капиллярных моделей, так как именно ее значение ограничивает получаемые коэффициенты нефтенасыщенности. Параметр  $b$  отвечает за кривизну модельных ККД, коэффициент  $a$  – за смещение по оси давления.



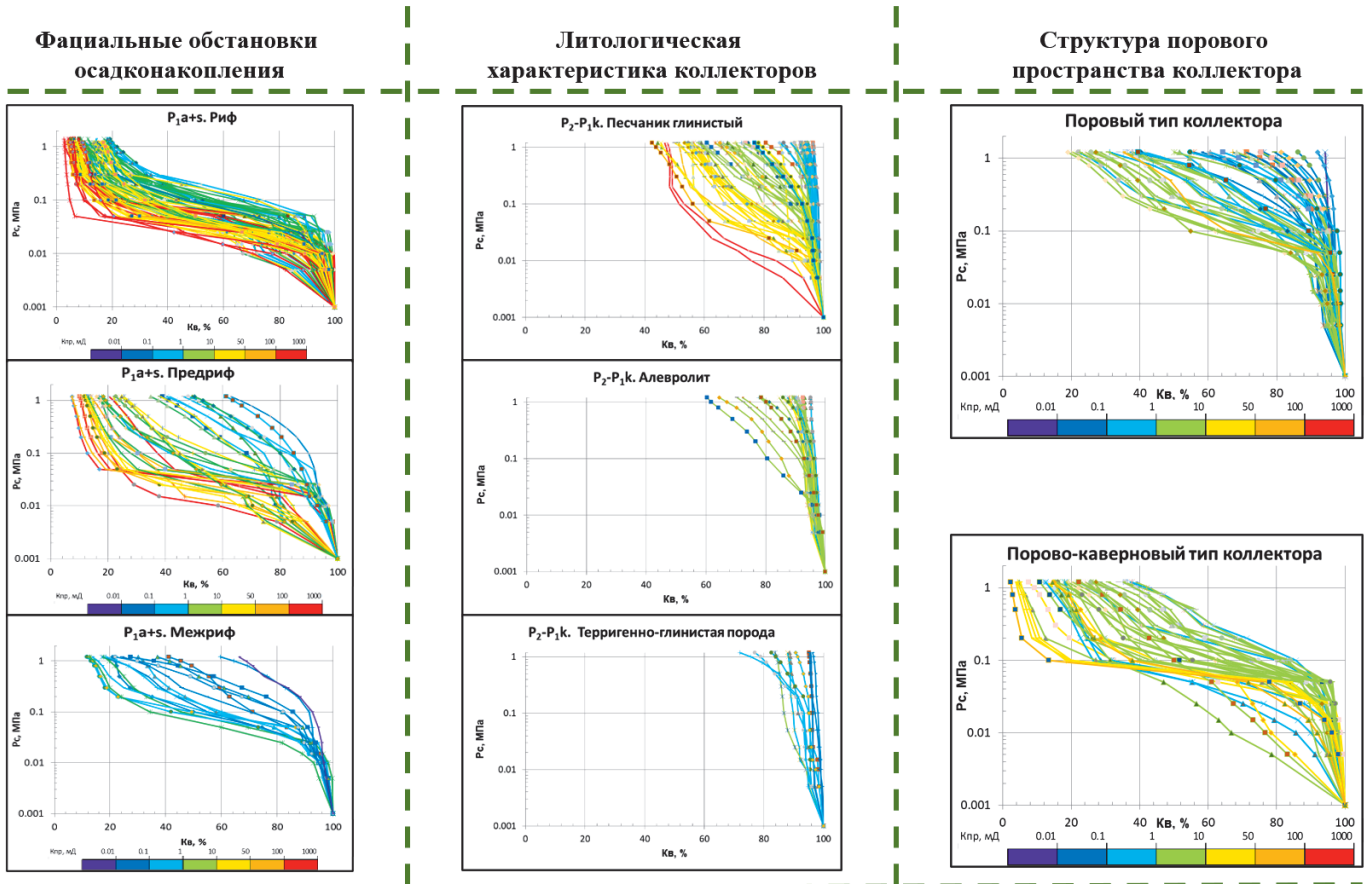


Рис. 4. Детальные классификационные критерии для разделения капиллярных моделей

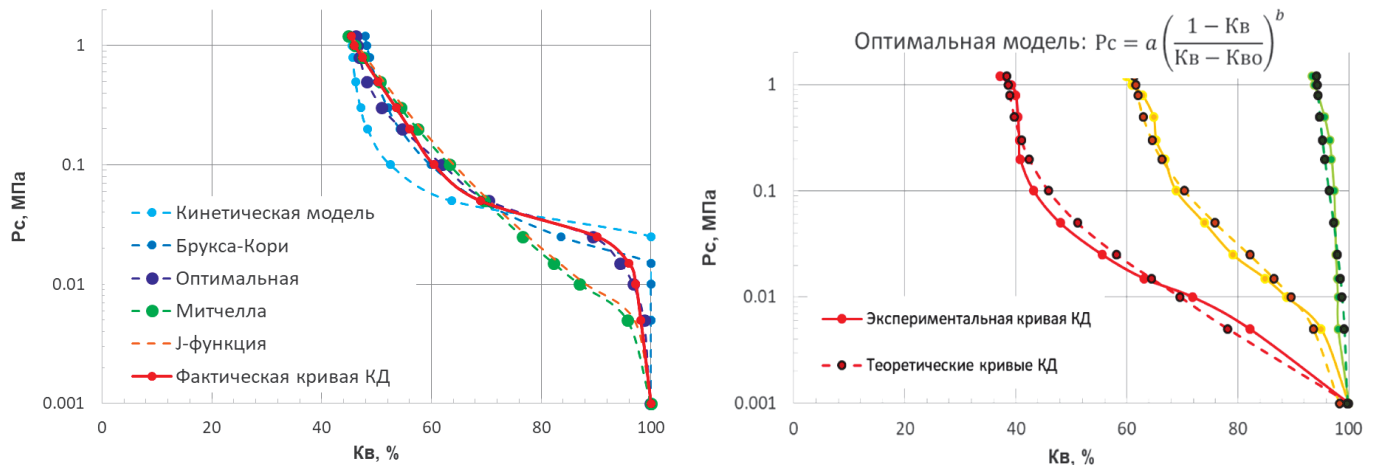


Рис. 5. Пример выбора аппроксимирующей функции для экспериментальных кривых капиллярного давления

Для установления значимостей коэффициентов функции аппроксимации проведена оценка вклада каждого параметра аппроксимации в итоговый коэффициент нефтенасыщенности по капиллярной модели. Для этого каждый входной параметр в модели изменялся на определенный процент и оценивалось влияние этого изменения на коэффициент водонасыщенности. Анализ чувствительности к изменению входных параметров очень важен при создании моделей, так как он позволяет оценить конечный результат ( $K_n = 1 - K_v$ ) в зависимости от ошибок определения входных данных, например, остаточной водонасыщенности (рис. 6).

Проведенный анализ позволил определить наиболее значимые входные параметры функции аппроксимации по степени их влияния. Так, наиболее критичной будет

ошибка при определении коэффициента остаточной водонасыщенности, поэтому на оценку этого параметра следует обратить особое внимание, в частности для карбонатных пород, зависимость  $K_{vo}$  от  $K_n$  и  $K_{пр}$  для которых часто имеет вид «облака». Поэтому лучше проводить разделение связей  $K_{vo}(K_n)$  или  $K_{vo}(K_{пр})$  по типам пород.

На следующем этапе выполняется построение зависимостей аппроксимационных коэффициентов от ФЕС ( $K_n, K_{пр}$ , радиуса пор  $R_{пор} = \sqrt{\frac{K_n}{K_{пр}}}$ ) для последующего расчета этих параметров по данным ГИС.

Далее анализируется связь лабораторного капиллярного давления с высотой над зеркалом чистой воды (ЗЧВ) (Тиаб, Доналдсон, 2009):

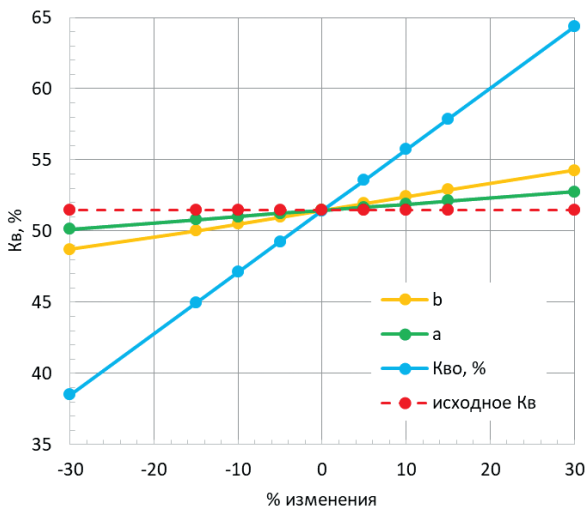


Рис. 6. Чувствительность капиллярной модели к параметрам функции аппроксимации

$$P_c = \frac{g \cdot (\delta_v - \delta_n) \cdot \Delta H_{зчв}}{1000} \cdot \frac{\sigma_{лаб} \cdot \cos(\theta_{лаб})}{\sigma_{пл} \cdot \cos(\theta_{пл})},$$

где  $\Delta H_{зчв}$  – высота над зеркалом чистой воды – уровень, м, где  $P_c = 0$  МПа;  $P_c$  – лабораторное капиллярное давление, МПа;  $g$  – ускорение свободного падения ( $9,8 \text{ м/с}^2$ );  $\delta_v$  и  $\delta_n$  – плотности воды и нефти,  $\text{г/см}^3$ ;  $\sigma_{пл}$  и  $\sigma_{лаб}$  – межфазное натяжение в системах нефть – вода или газ – вода (пласт) и воздух – вода (лаборатория), дин/см;  $\theta_{пл}$  и  $\theta_{лаб}$  – контактный угол нефть – вода (пласт) и воздух – вода (лаборатория).

Таким образом, за капиллярную модель принимается непрерывная многомерная функция  $K_v = f(\Delta H_{зчв}, K_n, K_{пр})$ . Значения  $K_{пр}$  и  $K_n$  определяются по данным ГИС,  $\Delta H_{зчв}$  пересчитывается в капиллярное давление. Это дает возможность рассчитать водонасыщенность независимо от данных электрометрии с учетом свойств флюидов и физических свойств поверхности (смачиваемости и межфазовом натяжении для пластовых условий скважины).

### Геологические факторы, влияющие на капиллярную модель

При создании капиллярной модели необходимо учитывать геологические параметры: плотности флюидов, характер смачиваемости, межфазовые натяжения. Изучаемые объекты обладают различными свойствами нефти по плотности и вязкости, в выборке присутствуют как высоковязкие нефти, так и залежи с легкими нефтями. Пластовые воды объектов различны по минерализации с увеличением по глубине. Смачиваемость также меняется по разрезу, встречаются как преимущественно гидрофильные, так и гидрофобные породы.

Учет этих параметров важен на этапе перехода из атмосферных в пластовые условия и при переводе атмосферного капиллярного давления в высоту над зеркалом чистой воды залежи. На рис. 7 показана чувствительность определения коэффициента водонасыщенности к входным геологическим параметрам.

Особое внимание необходимо уделить корректному определению плотности флюидов. Уже на этапе построения капиллярной модели, зная соотношение плотностей нефти и воды, можно оценить размеры переходной зоны (рис. 8) и объяснить получение двухфазных притоков

нефть + вода высоко над уровнем ВНК даже на начальной стадии разработки. Так, например, при фиксации ФЕС пласта и изменении только соотношения плотностей флюидов ( $K_n = 21\%$ ,  $K_{пр} = 10 \text{ мД}$ ) пласта переходная зона на условном месторождении «У» при очень малой разнице в плотностях нефти и воды в среднем  $0,1 \text{ г/см}^3$  может достигать 70 м, а на условном месторождении «И» при большой разности плотностей флюидов в  $0,5 \text{ г/см}^3$  составляет 18 м.

Выше было показано, что кривые капиллярного давления отражают геологическое разнообразие пород. Неучет геологических факторов, таких как структурно-тектоническое и стратиграфическое положение объекта, а также микронеоднородностей разреза (например, типов порового пространства) может привести к значительным ошибкам при расчете коэффициента нефтенасыщенности по капиллярной модели (рис. 9). Ошибки достигают величин 10%, 15% и даже 26% (абсолютных) и недопустимы при моделировании  $K_n$  для подсчета запасов. Исходя из этого, можно сделать вывод: при отсутствии на изучаемом объекте капиллярных исследований для первого приближения можно использовать аналог капиллярной модели с другого месторождения, но с учетом одного типа тектонической структуры, того же возраста отложений, с близкими ФЕС пород. Ошибки при неучете детализации модели по микронеоднородностям объекта меньше: они не превышают 7% абс. Однако детальная

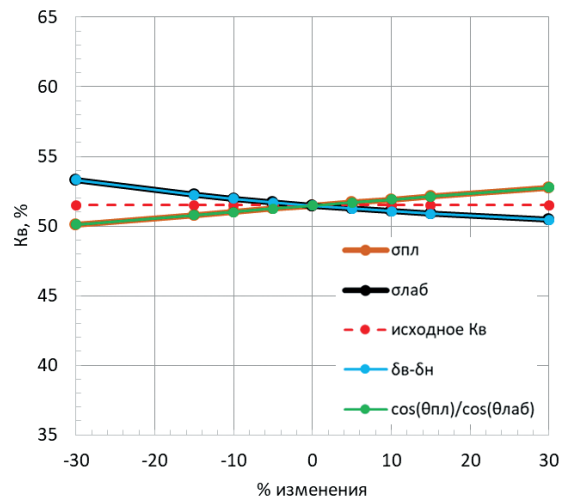


Рис. 7. Чувствительность капиллярной модели к входным геологическим параметрам

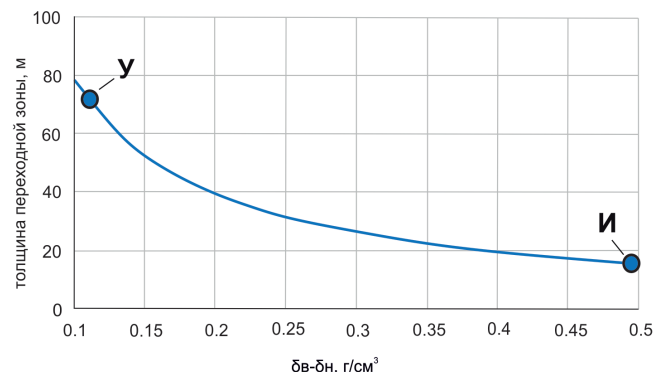


Рис. 8. Зависимость толщины переходной зоны от разности плотностей флюидов

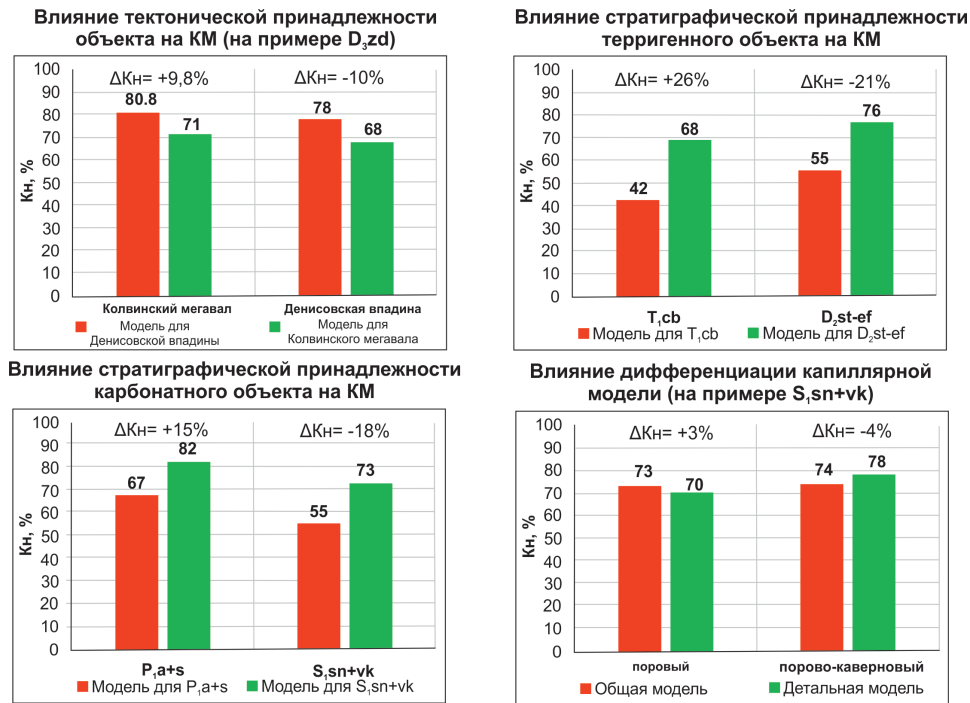


Рис. 9. Изменение рассчитанных по ГИС значений  $K_n$  при использовании некорректной капиллярной модели

капиллярная модель с дифференциацией по выявленным микро неоднородностям разреза позволяет более достоверно оценить коэффициент нефтенасыщенности  $K_n$  в условиях невозможности использования электрической модели.

Капиллярная модель может не совпадать с электрической моделью и является практически единственным способом для определения  $K_n$  по данным ГИС в следующих случаях:

- наличие в разрезе скважины прослоев малых толщин с недоступной физической возможностью оценки удельного электрического сопротивления по ГИС, искажение величин УЭС неизменной части коллектора из-за влияния глубокой зоны проникновения промывочной жидкости;
- длительно разрабатываемые залежи продуктивных объектов с поддержанием пластового давления методом заводнения и залежи высоковязких нефтей с паротепловым воздействием, где установлено искажающее влияние разработки на показания методов электрометрии, не связанное с начальным насыщением коллекторов;
- гидрофобные коллекторы со связью  $P_n - K_b$  типа «кern – kern», полученной по стандартной подготовке и стандартным исследованиям керна, без сохранения или восстановления природного типа смачиваемости.

Однако применение капиллярных моделей также имеет ограничения в следующих случаях.

- Капиллярные модели для расчета коэффициента насыщенности основаны на результатах исследований керна – капилляриметрии и ОФП. Настройка расчетов по капилляриметрии и ОФП производится на керновые данные, все формулы справедливы для того диапазона ФЕС, который получен на образцах керна по конкретной выборке.
- Одним из ограничений капиллярных моделей, особенно в зонах переходного насыщения, является недостоверное определение уровня водонефтяного контакта,

так как именно от его положения зависит уровень 100% водонасыщенности – уровень ЗЧВ. Поэтому в залежах с условным уровнем контакта или ошибочно оцененным ВНК достоверность определения  $K_n$  по капиллярной модели снижается.

- Для литологически ограниченных залежей с отсутствием флюидального контакта нефти и воды (например, залежи, приуроченные к линзовидным песчаным телам) справедлива гипотеза отсутствия свободной воды в поровом пространстве – вода в порах находится только в связанном состоянии (остаточная вода). Капиллярная модель для таких случаев не подходит. В подобной ситуации правомерно использовать связи остаточной водонасыщенности с фильтрационно-емкостными параметрами, например  $K_{во} - K_n$  или  $K_{во} - K_{пр}$ , для нахождения коэффициента нефтенасыщенности, как  $K_n = 1 - K_{во}$  по залежи.

### Строение нефтяной залежи и прогноз состава притока

При совместной интерпретации данных капилляриметрии и относительных фазовых проницаемостей (ОФП) появляется возможность с использованием капиллярных моделей оценивать строение залежи и прогнозировать состав притока в зависимости от ФЕС коллектора и его положения в разрезе. Для этого по данным ОФП находят характерные коэффициенты водонасыщенности, которые наносят от подошвы к кровле залежи на капиллярных моделях (рис. 10):

- $K_b^{**}$  – нижняя граница двухфазных притоков;
- $K_b^{kp}$  – водонасыщенность, для которой относительные фазовые проницаемости по воде и нефти равны;
- $K_{во}$  – остаточная водонасыщенность, которая характеризует нижнюю границу зоны предельного нефтенасыщения;
- $K_b^*$  – водонасыщенность, которая по  $P_c$  несущественно отличается от нижней границы получения безводных притоков нефти.

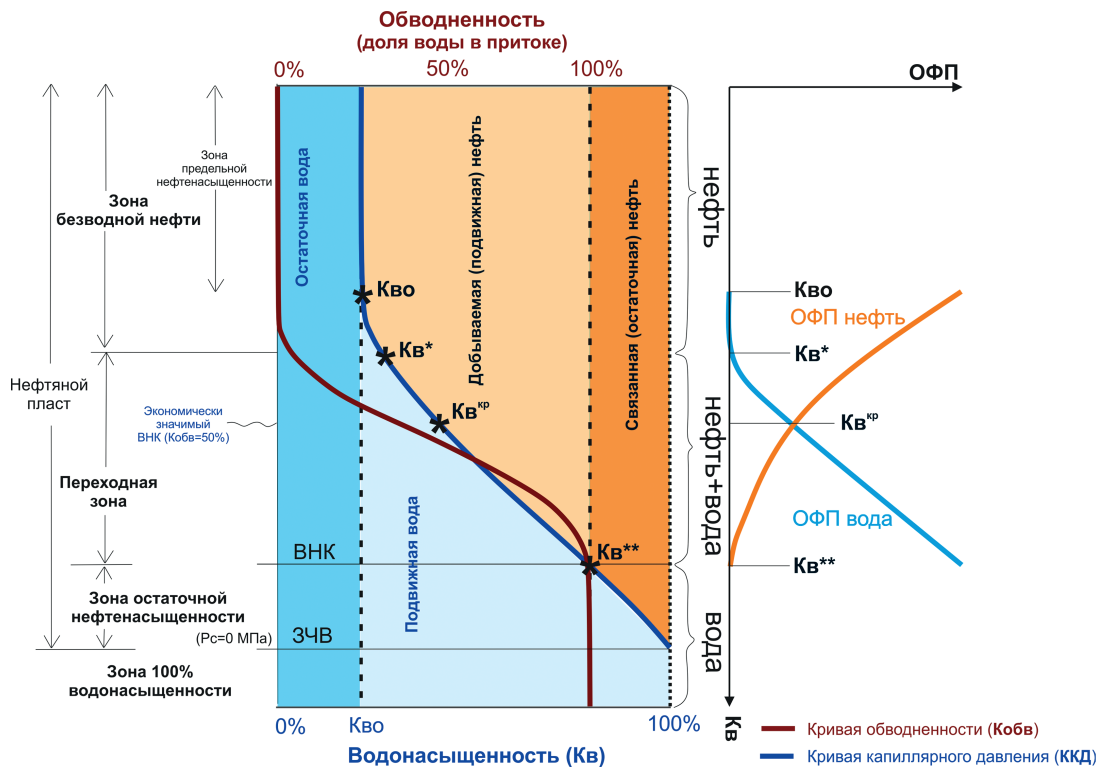


Рис. 10. Структура нефтяной залежи с использованием капиллярной модели и данных ОПФ

Согласно общепринятым представлениям в нефтяной геологии, в сформировавшихся нефтяных залежах с невысокими ФЕС коллекторов, в которых процесс гравитационного перераспределения флюидов завершен, снизу вверх выделяют следующие зоны, которые можно найти с помощью капиллярных моделей и, как пример, представлены на рис. 10 (Петерсилье и др., 1982; Дьяконова и др., 2004):

1. *Зона 100%-ной водонасыщенности* – часть разреза ниже зеркала чистой воды – уровень, где капиллярное давление  $P_c = 0$  МПа. Ниже этого уровня остаточная нефтенасыщенность равна нулю, все поровое пространство занято водой ( $K_{во} = 0\%$ ,  $K_v = 100\%$ ).

2. *Зона остаточной нефтенасыщенности* – часть объема нефтеносного пласта, где коэффициент нефтенасыщенности увеличивается от нуля на уровне зеркала чистой воды, практически до значения остаточной нефтенасыщенности  $K_{во}$  на уровне водонефтяного контакта. Водонасыщенность уменьшается от 100% до  $K_v^{**}$ . При испытаниях указанного интервала получают притоки чистой воды или воды с пленками нефти.

3. *Переходная зона* – часть объема нефтеносного пласта, при испытании которого получают двухфазные притоки нефти и воды. Водонасыщенность в этой зоне изменяется от  $K_v^{**}$  на уровне ВНК до  $K_v^*$  на верхней границе зоны двухфазной фильтрации. Толщина переходной зоны меняется от первых метров в коллекторах с высокой проницаемостью до нескольких десятков метров в коллекторах с низкой проницаемостью.

4. *Зона безводной нефти или зона однофазного притока нефти* – часть объема нефтеносного пласта при  $K_v < K_v^*$ , в которой также можно выделить зону однофазной фильтрации нефти при наличии свободной воды в порах и зону предельной нефтенасыщенности с коэффициентом максимальной нефтенасыщенности –  $K_{н,макс} = 1 - K_{во}$ .

Изучение размера переходной зоны и изменения насыщенности флюидами по разрезу в ней особенно актуально для неоднородных коллекторов, характеризующихся широким диапазоном ФЕС. Толщина интервала двухфазного притока в таких коллекторах может достигать нескольких десятков метров, что требует корректной оценки в процессе геологического и гидродинамического моделирования с целью повышения достоверности прогнозных показателей разработки (рис. 11) (Большаков, 1995; Михайлов, 2012).

Для исследуемых объектов оценка характера притока и величин переходных зон проводилась путем сопоставления на капиллярных моделях месторождений с использованием значений  $K_v$  по ГИС со значениями  $K_v^*$ ,  $K_v^{кр}$ ,  $K_v^{**}$ , полученными по результатам экспериментальных исследований ОПФ (рис. 12). Такой способ позволяет непрерывно по разрезу прогнозировать состав притока из интервалов коллекторов и оценивать размер зоны переходного насыщения залежи.

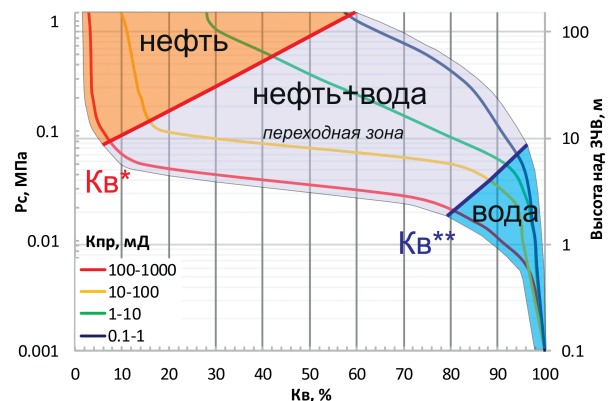


Рис. 11. Схема строения нефтяной залежи с представлением на кривых капиллярного давления различных ФЕС пласта и с прогнозом результатов притока



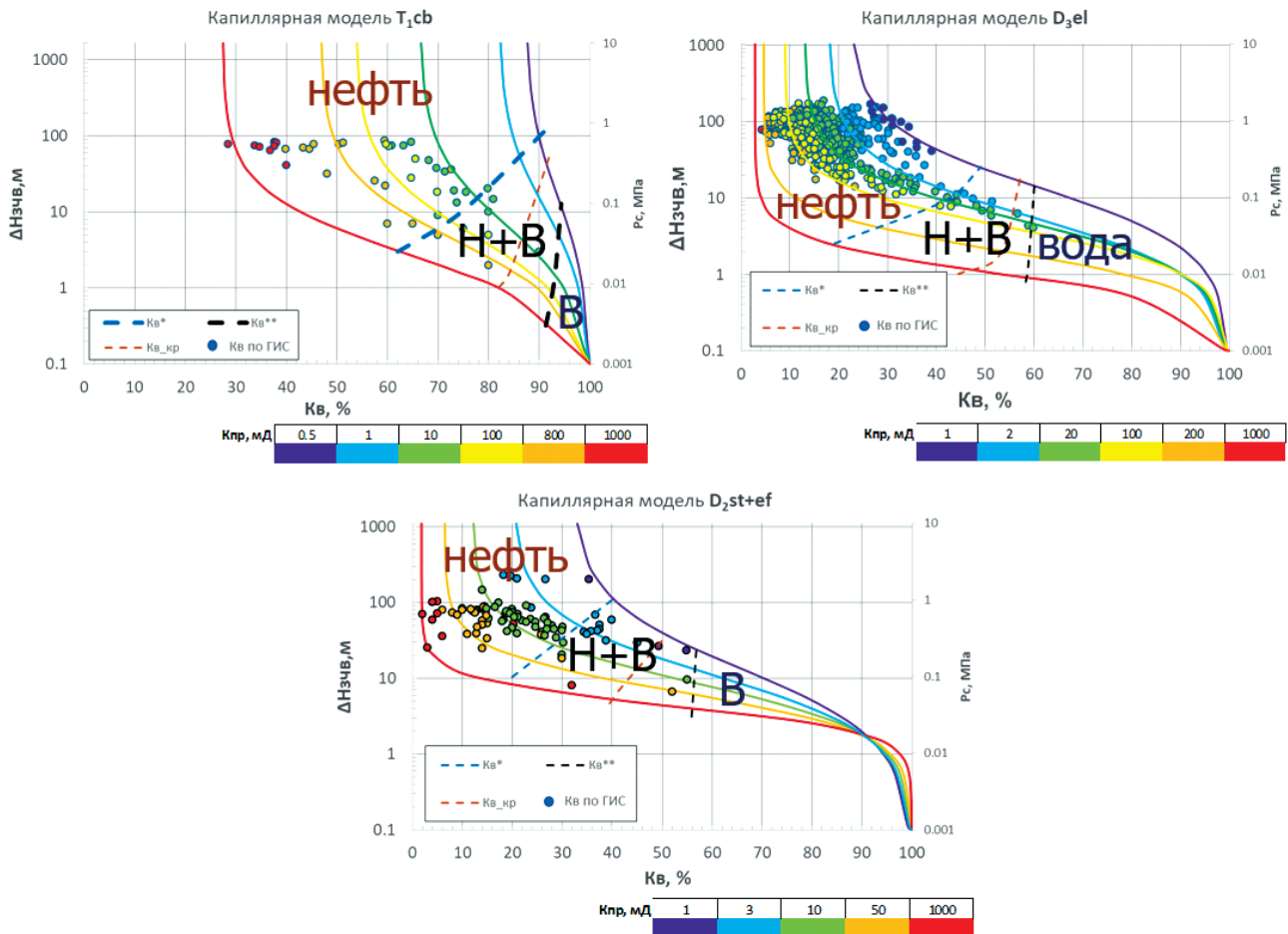


Рис. 12. Сопоставление значений  $K_v$  по ГИС на капиллярных моделях с оценкой характера притока из интервала испытаний. Цветовая кодировка кривых капиллярной модели и точек по ГИС дана по значениям проницаемости

Так, например, совместный приток нефти и воды для терригенных отложений нижнего триаса T<sub>1</sub>cb следует ожидать из зоны толщиной от ~3 м (при  $K_{пр} = 1000$  мД) до ~100 м (при  $K_{пр} = 0,5$  мД), а для среднедевонского пласта D<sub>2</sub>st+ef – из зоны толщиной от 5 до 80 м. Для карбонатных отложений верхнего девона D<sub>3</sub>el размер переходной зоны меняется от ~2 м (при  $K_{пр} = 1000$  мД) до ~15 м (при  $K_{пр} = 1$  мД).

**Заключение**

В работе рассмотрено влияние различных параметров, входящих в капиллярную модель, и оценены возможные ошибки при расчете  $K_n$  по капиллярной модели при подсчете геологических запасов углеводородов.

Получены следующие результаты.

Описан комплексный подход к применению специальных исследований керна – капилляриметрии и относительных фазовых проницаемостей – для построения капиллярной модели при изучении нефтяных залежей на примере различных карбонатных и терригенных отложений месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Выявлено влияние входных параметров на капиллярную модель и даны рекомендации по их оценке.

Существенное различие форм ККД для образцов с разными геологическими признаками требует учета этих неоднородностей. В связи с этим возникает необходимость построения моделей, позволяющих связать

значения ФЕС, определяемые геофизическими методами в разрезе скважин, и степень лито-фациальной неоднородности с капиллярными свойствами пород. На примере месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции показано влияние неучета геологических факторов коллекторов на погрешность расчета итогового коэффициента нефтенасыщенности.

Комплексирование данных капилляриметрии и ОФП позволяет оценить размеры переходной зоны и состав притока уже на этапе создания капиллярной модели.

Капиллярная модель, которая у большинства петрофизиков ассоциируется только с капиллярными исследованиями в виде оценок  $K_{во}$  для построения электрической модели насыщенности и получения связей параметр насыщенности – коэффициент водонасыщенности ( $P_n - K_v$ ), является многокомпонентным инструментом для характеристики геологического объекта. Эта модель включает в себя не только петрофизические свойства, но и многие геологические характеристики, свойства флюидов, особенности строения залежи. С ее помощью появляется возможность учета множества разнородных свойств объекта, изучить их влияние на такой важный параметр, как коэффициент нефтенасыщенности.

Степень достоверности интерпретации кривых капиллярного давления и относительной фазовой проницаемости оказывает влияние на прогнозирование насыщенности, особенно для сложнопостроенных коллекторов со значительной переходной зоной.

## Благодарность

Авторы выражают большую благодарность компаниям ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» и ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» за предоставленные данные, ставшие основой для написания статьи.

## Литература

- Амикс Д., Басс Д., Уддинг Р. (1962). Физика нефтяного пласта. М.: Гостоптехиздат, 572 с.
- Большаков Ю.Я. (1995). Теория капиллярности нефтегазонакопления. Новосибирск: Наука: Сиб. изд. фирма РАН, 180 с.
- Гиматулинов Ш.К., Ширковский А.И. (1982). Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 311 с.
- Дьяконова Т.Ф., Билибин С.И., Дубина А.М., Исакова Т.Г., Юканова Е.А. (2004). Проблемы обоснования водонефтяного контакта по материалам геофизических исследований скважин при построении детальных геологических моделей. *Каротажник*, (3–4), с. 83–97.
- Мартынова Ю.В., Михайлов С.П. (2018). Математическое моделирование кривой капиллярного давления горных пород. *Математическое моделирование процессов и систем: Материалы VIII Междунар. науч.-практ. конф.* Уфа: Башк. гос. ун-т, с. 26–31.
- Михайлов А.Н. (2012). Основные представления о переходных зонах и водяных контактах в неоднородных пластах. *Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика*, (1), с. 1–24. [http://oilgasjournal.ru/vol\\_5/mikhailov-senior.pdf](http://oilgasjournal.ru/vol_5/mikhailov-senior.pdf)
- Петерсилье В.И., Белов Ю.Я., Веселов М.Ф. и др. (1982). К вопросу оценки параметров переходной зоны с использованием кривых капиллярного давления: совершенствование методики разведки нефтяных и газовых месторождений. *Труды ВНИГНИ*. М.: Недра, (242), с. 63–71.
- Тиаб Д., Доналдсон Э. (2009). Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. М.: Премиум Инжиниринг, 868 с.

## Сведения об авторах

Алёна Дмитриевна Егорова – аспирант кафедры сейсмометрии и геоакустики, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова  
Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1  
e-mail: a.nosikova@oilmsu.ru

Татьяна Геннадьевна Исакова – ведущий геофизик кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Татьяна Фёдоровна Дьяконова – доктор геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Елена Евгеньевна Крестя – кандидат геол.-мин. наук, старший менеджер Управления геофизических работ, ПАО «ЛУКОЙЛ»

Россия, 101000, Москва, Сретенский бульвар, д.11

Елена Ивановна Бронскова – кандидат геол.-мин. наук, начальник отдела экспертизы и методического обеспечения подсчета запасов, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Россия, 109028, Москва, Покровский бульвар, д.3, стр.1

Никита Владимирович Дорощев – кандидат геол.-мин. наук, начальник управления геологии ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

Россия, 169711, Республика Коми, Усинск, ул. Нефтяников, д.31

Елизавета Алексеевна Конорецова – магистрант 2 г.о. кафедры геофизических методов исследования земной коры, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Георгий Александрович Калмыков – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Статья поступила в редакцию 10.04.2023;

Принята к публикации 12.06.2023; Опубликована 30.06.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

## Capillary model – complex geological and petrophysical representation of the deposit when calculating geological reserves of hydrocarbons

A.D. Egorova<sup>1\*</sup>, T.G. Isakova<sup>1</sup>, T.F. Dyakonova<sup>1</sup>, E.E. Kristya<sup>2</sup>, E.I. Bronskova<sup>3</sup>, N.V. Dorofeev<sup>4</sup>, E.A. Konortseva<sup>1</sup>, G.A. Kalmykov<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

<sup>2</sup>PJSC «LUKOIL», Moscow, Russian Federation

<sup>3</sup>LLC «LUKOIL-Engineering», Moscow, Russian Federation

<sup>4</sup>LLC «LUKOIL-Komi», Uсинsk, Russian Federation

\*Corresponding author: Alena D. Egorova, e-mail: a.nosikova@oilmsu.ru

**Abstract.** The basis for solving almost all geological problems are models, which are a reflection of the structure of deposits. This places high demands on the detail and accuracy of the models.

One of the most important parameters in the calculation of reserves is the oil saturation factor, observed in most cases using Dakhnov-Archie models. Despite the widespread use of this technique, it has a number of significant limitations. An alternative way to assess oil saturation in this case is to

use a capillary model obtained from the results of capillary measurements of the core.

The capillary model is a continuous multidimensional function of the dependence of the water saturation coefficient on the free water level, porosity and permeability. A well-compiled capillary model is a reflection of the geological model of the reservoir – with information about the water saturation of the reservoirs by the altitude of the structure, the levels of fluid contacts, fluid densities, surface and reservoir properties.

This paper discusses the capabilities of capillary models, which are widely used in three-dimensional modeling of the degree of saturation of the interwell space, the calculation of the volume of oil-saturated rocks, geological reserves of hydrocarbons, as well as dynamic characteristics in the construction of hydrodynamic models.

**Keywords:** capillary model, capillary measurements, relative permeability, hydrocarbon saturation index, well logging

**Recommended citation:** Egorova A.D., Isakova T.G., Dyakonova T.F., Kristya E.E., Bronskova E.I., Dorofeev N.V., Konortseva E.A., Kalmykov G.A. (2023). Capillary model – complex geological and petrophysical representation of the deposit when calculating geological reserves of hydrocarbons. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 150–160. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.11>

### References

- Amyx J., Bass D., Whiting R. (1962). Physics of the oil reservoir. Moscow: Gostoptehizdat, 572 p. (In Russ.)
- Bolshakov Yu. Ya. (1995). Theory of capillarity of oil and gas accumulation. Novosibirsk: Nauka, 180 p. (In Russ.)
- Gimatudinov Sh.K., Shirkovsky A.I. (1982). Physics of oil and gas formation. Moscow: Nedra, 311 p. (In Russ.)
- Dyakonova T. F., Bilibin S. I., Dubina A.M., Isakova T.G., Yukanova E.A. (2004). Problems of substantiation of water-oil contact based on the materials of well logging in the construction of detailed geological models. *Karotazhnik*, (3–4), pp. 83–97. (In Russ.)
- Martynova Yu.V., Mikhailov S.P. (2018). Mathematical modeling of the capillary pressure curve of rocks. *Proc. VIII International Scientific and Practical Conference: Mathematical modeling of processes and systems*. Ufa: Bashkir State University, pp. 26–31. (In Russ.)
- Mikhailov A. N. (2012). Basic concepts of transition zones and water contacts in heterogeneous formations. *Georesursy. Geoenergetika. Geopolitika*, (1), pp. 1–24. (In Russ.)
- Petersile V. I., Belov Yu. Ya., Veselov M. F. et al. (1982). On the issue of estimating the parameters of the transition zone using capillary pressure curves: improving the methods of exploration of oil and gas fields. *Tr. VNIGNI*. Moscow: Nedra, (242), pp. 63–71. (In Russ.)
- Tiab D., Donaldson E. C. (2009). Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Moscow: Premium Engineering, 868 p. (In Russ.)

### About the Authors

*Alena D. Egorova* – PhD student, Seismic and Geoacoustic Department, Lomonosov Moscow State University  
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation  
e-mail: a.nosikova@oilmsu.ru

*Tatyana G. Isakova* – Leading Geophysicist, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University  
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

*Tatyana F. Dyakonova* – DSc (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University  
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

*Elena E. Kristya* – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Manager of the Geophysical Works Department, PJSC «LUKOIL»  
11, Sretensky boul., Moscow, 101000, Russian Federation

*Elena I. Bronskova* – PhD (Geology and Mineralogy), Head of the Department of expertise and methodological support of inventory counting, LLC «LUKOIL-Engineering»  
3, Pokrovsky boul., Moscow, 109028, Russian Federation

*Nikita V. Dorofeev* – PhD (Geology and Mineralogy), Head of the Geology Department, LLC «LUKOIL-Komi»  
31, Neftyanikov st., Usinsk, Komi Republic, 169711, Russian Federation

*Elizaveta A. Konortseva* – Graduate Student, Department of Geophysical Methods for the Study of the Earth's Crust, Lomonosov Moscow State University  
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

*Georgii A. Kalmykov* – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University  
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

*Manuscript received 10 April 2023;*

*Accepted 12 June 2023; Published 30 June 2023*