

УДК 622.276.63

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ СВЯЗИ МЕЖДУ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫМИ ПАРАМЕТРАМИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ НА ОСНОВЕ ОБОБЩЕННОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ КАПИЛЛЯРНЫХ КРИВЫХ

Мухаметшин Вячеслав Вячеславович<sup>1</sup>,  
vv@of.ugntu.ru

Ахметов Расуль Тухбатуллович<sup>2</sup>,  
info@of.ugntu.ru

Кулешова Любовь Сергеевна<sup>2</sup>,  
markl212@mail.ru

Грезина Ольга Анатольевна<sup>2</sup>,  
ugntu.grezina@mail.ru

<sup>1</sup> Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

<sup>2</sup> Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском,  
Россия, 452607, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54а.

**Актуальность.** Аналитические связи между фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов Западной Сибири позволяют оценить проницаемость пласта и потенциальные дебиты скважин. Получение таких многомерных связей на начальном этапе разработки является важной и актуальной задачей. Многомерные связи между фильтрационно-емкостными параметрами коллекторов, предложенные разными исследователями, требуют выбора и адаптации к конкретному объекту. Однако аналитические связи, предлагаемые в настоящей работе, получены на основе анализа поведения кривых капиллярного давления конкретного продуктивного пласта. В данном случае связь автоматически адаптируется к конкретному объекту и по структуре и характеру является оптимальной.

**Цель:** получить аналитические выражения для многомерных связей между фильтрационными и емкостными свойствами пород-коллекторов на базе анализа и обобщения исследований образцов керн по результатам капилляриметрических исследований. Полученные зависимости должны обеспечить оценку с достаточной для практических целей точностью абсолютной проницаемости пласта и потенциального дебита скважины по известным величинам остаточной водонасыщенности и пористости пласта по данным промысловой геофизики.

**Объекты:** продуктивные пласты триасового, юрского и нижнемелового возрастов Лас-Еганского и Повховского месторождений.

**Методы:** статистическая обработка данных образцов керн ряда продуктивных пластов месторождений с использованием капилляриметрических исследований.

**Результаты.** На основе всестороннего анализа обобщенной математической модели капиллярных кривых разработана методика получения аналитических выражений для многомерных связей между фильтрационными и емкостными параметрами коллекторов Западной Сибири. В работе представлены аналитические выражения, а также графики связей между фильтрационно-емкостными параметрами для Лас-Еганского и Повховского месторождений, которые позволяют оценить абсолютную проницаемость продуктивных пластов по известным значениям пористости и остаточной водонасыщенности. Предлагаемая методика позволяет получить многомерные связи для любого продуктивного пласта в условиях Западной Сибири; в работе показано, что в гидрофильных коллекторах наблюдается наиболее тесная связь между фильтрационно-емкостными свойствами; выявлена причина тесной связи абсолютной проницаемости продуктивных пластов Западной Сибири от остаточной водонасыщенности коллектора.

### Ключевые слова:

Капилляриметрия, проницаемость, пористость, остаточная водонасыщенность, структура и характер связи.

### Введение

Известно, что в основе интеллектуализации разработки нефтяных месторождений лежит научно-методическая база, которая формируется во многом благодаря анализу и обобщению опыта эксплуатации залежей нефти [1–12]. При этом важное значение имеет получение и анализ таких параметров залежей, как пористость, нефтенасыщенность, проницаемость, а также определение взаимосвязи между ними.

Многомерные зависимости между фильтрационными и емкостными свойствами продуктивных пла-

стов часто используются для оценки проницаемости по известным величинам остаточной водонасыщенности и пористости пластов по данным промысловой геофизики [13–20].

В настоящее время примеров таких зависимостей достаточно много: Вилли-Роуза, Котеса-Дюмануара, Тимура и другие.

При этом для конкретного продуктивного пласта необходимо выбрать подходящую формулу и построить эмпирические зависимости с использованием данных лабораторных исследований керн.

В условиях Западной Сибири для каждого продуктивного пласта проводятся капилляриметрические исследования, а также измеряются значения пористости и абсолютной проницаемости.

Детально рассмотрены вопросы математического моделирования кривых капиллярного давления. Отдельные результаты исследований опубликованы в работах [21–30].

#### Методы и материалы

Известно, что капиллярные кривые представляют собой зависимости капиллярного давления от водонасыщенности пустотного пространства образцов керн, имеющих различные фильтрационно-емкостные свойства. В силу этого, наряду с зависимостью капиллярного давления от водонасыщенности, они содержат информацию и о структуре и характере связей между фильтрационными и емкостными свойствами конкретного продуктивного пласта.

По нашему мнению, связи между фильтрационно-емкостными свойствами, полученные на основе капиллярных исследований, являются оптимальными, поскольку они адаптированы к конкретному продуктивному пласту.

Для аппроксимации капиллярных кривых коллекторов Западной Сибири получено следующее выражение:

$$\ln(pr_0) = a + b \ln(K_B^*) + c \ln^2(K_B^*), \quad (1)$$

где  $a$ ,  $b$ ,  $c$  – фиксированные коэффициенты;  $K_B^* = \frac{K_B - K_{Bo}}{1 - K_{Bo}}$  – нормированная водонасыщенность порового пространства;  $K_B$  – общая водонасыщенность;  $r_0 = \sqrt{\frac{K_{np}}{K_n}}$  – параметр, имеющий размерность радиуса;  $K_{np}$  – коэффициент проницаемости;  $K_n$  – коэффициент пористости;  $p$  – капиллярное давление.

Определим по формуле (1) начальное капиллярное давление. Для этого в формулу (1) подставим:  $K_B^* = 1,0$ . Тогда получим:

$$\ln(p_0 r_0) = a, \quad (2)$$

где  $p_0$  – начальное капиллярное давление.

Подставив выражение (2) в формулу (1), получим:

$$\ln\left(\frac{p}{p_0}\right) = b \ln(K_B^*) + c \ln^2(K_B^*). \quad (3)$$

Предположим, что коэффициент  $c$  мал и им можно пренебречь, тогда из формулы (3) получим:

$$K_B^* = \left(\frac{p}{p_0}\right)^{\frac{1}{b}}. \quad (4)$$

Таким образом, получаем приближение Брукс–Кори для аппроксимации капиллярных кривых.

В соответствии с формулой (2) начальное капиллярное давление равно:

$$p_0 = \frac{e^a}{r_0} = \frac{e^a}{\sqrt{\frac{K_{np}}{K_n}}}.$$

Формулу (4) перепишем в виде:

$$K_B = K_{Bo} + (1 - K_{Bo}) \left(\frac{p}{p_0}\right)^{\frac{1}{b}}.$$

Далее воспользуемся формулой Лапласа и перейдем к радиусам поровых каналов:

$$K_B = K_{Bo} + (1 - K_{Bo}) \left(\frac{r}{r_m}\right)^{\frac{1}{b}}.$$

Определим плотность распределения поровых каналов по радиусу:

$$g(r) = \frac{dK_B}{dr} = (1 - K_{Bo}) \frac{\alpha}{r_m^\alpha} r^{\alpha-1}, \quad (5)$$

где  $\alpha = \frac{1}{b}$ ,  $r_m$  – максимальный радиус поровых каналов, соответствующий начальному капиллярному давлению.

В соответствии с формулой Лапласа имеем:

$$r_m = \frac{2\sigma \cos\theta}{p_0} = \frac{\beta}{e^a} \sqrt{\frac{K_{np}}{K_n}},$$

где  $\beta = 2\sigma \cos\theta$ ;  $\sigma$  – поверхностное натяжение;  $\theta$  – угол смачивания.

Отметим, что плотность распределения поровых каналов, определенная по формуле (5), описывает плотность распределения эффективных поровых каналов, то есть каналов, по которым происходит движение флюидов.

Рассмотрим модель остаточной водонасыщенности при капилляриметрии.

Поскольку вытеснение воды из поровых каналов при нарастании капиллярного давления происходит лишь по эффективным поровым каналам, то следует полагать, что часть воды в виде пленки остается на поверхности поровых каналов, пересекающих образец породы.

Суммарный объем воды, удерживаемой поверхностью поровых каналов, образует остаточную водонасыщенность пустотного пространства.

Таким образом, сечение капилляров на самом деле несколько больше, поскольку включает в себя толщину пленки остаточной воды ( $\delta$ ).

Тогда для остаточной водонасыщенности имеем следующую формулу:

$$K_{Bo} = \frac{\int_0^{r_m} [\pi(r+\delta)^2 - \pi r^2] g(r) dr}{\int_0^{r_m} \pi(r+\delta)^2 g(r) dr}. \quad (6)$$

Последовательные преобразования формулы (6) дают:

$$K_{Bo} = 1 - \frac{\int_0^{r_m} r^2 g(r) dr}{\int_0^{r_m} (r+\delta)^2 g(r) dr};$$

$$1 - K_{Bo} = \frac{\int_0^{r_m} r^2 g(r) dr}{\int_0^{r_m} (r+\delta)^2 g(r) dr};$$

$$\frac{1}{1 - K_{Bo}} = \frac{\int_0^{r_m} (r+\delta)^2 g(r) dr}{\int_0^{r_m} r^2 g(r) dr};$$

$$\frac{\int_0^{r_m} r^2 g(r) dr + \int_0^{r_m} 2\delta g(r) dr + \int_0^{r_m} \delta^2 g(r) dr}{\int_0^{r_m} r^2 g(r) dr} = \frac{1}{1 - K_{Bo}};$$

$$1 + \frac{2\delta \int_0^{r_m} r g(r) dr + \delta^2}{\int_0^{r_m} r^2 g(r) dr} = \frac{1}{1 - K_{Bo}}.$$

Окончательно имеем:

$$2\delta \frac{\int_0^{r_m} r g(r) dr}{\int_0^{r_m} r^2 g(r) dr} = \frac{K_{Bo}}{1 - K_{Bo}}. \quad (7)$$

В последней формуле пренебрегли  $\delta^2$ , поскольку  $\delta$  на поверхности пор намного меньше их радиуса.

Теперь вычислим интегралы в формуле (7). Они физически имеют смысл среднего радиуса и среднего сечения поровых каналов:

$$\int_0^{r_m} r g(r) dr = (1 - K_{во}) \frac{\alpha}{\alpha+1} r_m;$$

$$\int_0^{r_m} r^2 g(r) dr = (1 - K_{во}) \frac{\alpha}{\alpha+2} r_m^2.$$

Если подставить эти выражения в формулу (7), для максимального радиуса получим следующее выражение:

$$r_m = 2\delta \cdot \frac{\alpha + 2}{\alpha + 1} \cdot \frac{(1 - K_{во})}{K_{во}}.$$

Ранее была получена следующая формула для максимального радиуса:

$$r_m = \frac{\beta}{e^a} \sqrt{\frac{K_{пп}}{K_{п}}}.$$

Приравняем эти выражения:

$$\frac{\beta}{e^a} \sqrt{\frac{K_{пп}}{K_{п}}} = 2\delta \cdot \frac{\alpha + 2}{\alpha + 1} \cdot \frac{(1 - K_{во})}{K_{во}}.$$

Таким образом, для параметра  $\sqrt{\frac{K_{пп}}{K_{п}}}$  окончательно получим следующее выражение:

$$\sqrt{\frac{K_{пп}}{K_{п}}} = 2\delta \cdot \frac{\alpha+2}{\alpha+1} \cdot \frac{e^a}{\beta} \cdot \frac{(1-K_{во})}{K_{во}}. \quad (8)$$

### Результаты и обсуждения

Следует отметить, что для конкретного объекта параметры  $\alpha, \beta, a$  являются константами. Они определяются путем статистической обработки данных капиллярных исследований образцов керн.

Что касается толщины пленки остаточной воды, исследования показывают, что её величина зависит от степени гидрофильности коллектора и в гидрофильных породах практически неизменна.

Выражение (8) перепишем в следующем виде:

$$\sqrt{\frac{K_{пп}}{K_{п}}} = A \cdot \frac{(1-K_{во})}{K_{во}}, \quad (9)$$

где  $A = 2\delta \frac{\alpha+2}{\alpha+1} \frac{e^a}{\beta}$ .

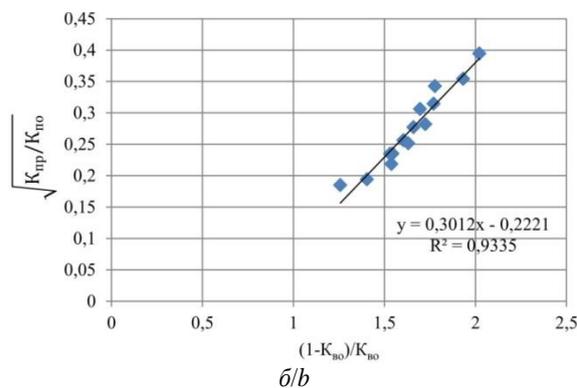
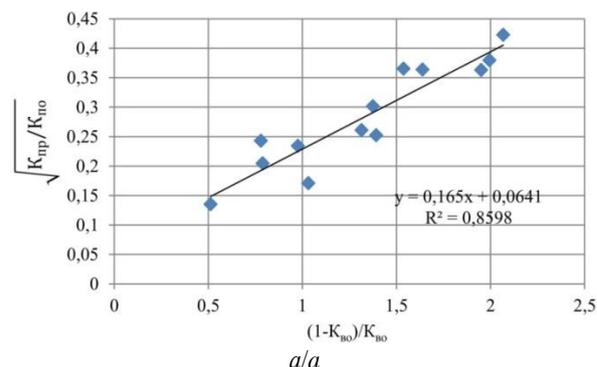
На рисунке представлены графики сопоставления параметров  $\sqrt{\frac{K_{пп}}{K_{п}}}$  и  $\frac{(1-K_{во})}{K_{во}}$  для Лас-Еганского и Повховского месторождений Западно-Сибирской нефтегазонасыщенной провинции.

Анализ показывает, что в обоих случаях имеет место достаточно тесная корреляционная связь между указанными параметрами.

Отсюда следует, что представленные на рис. 1 уравнения регрессии могут быть использованы для оценки абсолютной проницаемости пластов по известным (например, по ГИС) значениям пористости и остаточной водонасыщенности.

Таким образом, получили аналитические выражения для связи между фильтрационным и емкостными параметрами для конкретного продуктивного пласта

на основе данных лабораторных капилляриметрических исследований.



**Рисунок.** График сопоставления параметров  $\sqrt{\frac{K_{пп}}{K_{п}}}$  и  $\frac{(1-K_{во})}{K_{во}}$ : а) для Лас-Еганского месторождения Западной Сибири; б) для Повховского месторождения Западной Сибири

**Figure.** Comparison graph of  $\sqrt{\frac{K_{пп}}{K_{п}}}$  and  $\frac{(1-K_{во})}{K_{во}}$  parameters: а) for Las-Egan field in Western Siberia; б) for Povkhov field in Western Siberia

В соответствии с формулой (9) получим следующее выражения для абсолютной проницаемости:

$$K_{пр} = A^2 \frac{K_{п} (1 - K_{во})^2}{K_{во}^2}. \quad (10)$$

Рассмотрим характер влияния остаточной водонасыщенности на коэффициент проницаемости.

В условиях пород-коллекторов Западно-Сибирской нефтегазонасыщенной провинции пористость изменяется в интервале от 15 до 25 % (в 1,5–1,7 раз), тогда как остаточная водонасыщенность – от 20 до 60 % (в 3 раза).

При изменении пористости в 1,5–1,7 раза множитель  $\frac{(1 - K_{во})^2}{K_{во}^2}$  в формуле (10) изменяется в

15–20 раз, поэтому в условиях коллекторов Западной Сибири наблюдается очень тесная связь между проницаемостью и остаточной водонасыщенностью. При этом можно использовать среднее значение коэффициента пористости.

## Выводы

Для условий залежей в терригенных коллекторах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции:

- получены выражения зависимости начального капиллярного давления и максимального радиуса поровых каналов от фильтрационно-емкостных параметров коллекторов;
- на основе обобщенной математической модели капиллярных кривых получено аналитическое выражение для связей между фильтрационно-емкостными параметрами в условиях конкретного продуктивного пласта;

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Муслимов Р.Х. Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. – Казань: ФЭН, 2009. – 727 с.
  2. Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта D3ps Шкаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин, И.Н. Хакимзянов, В.Е. Трофимов // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 3. – С. 55–61. DOI: 10.18599/grs.2019.3.55-61.
  3. Рогачев М.К., Мухаметшин В.В. Контроль и регулирование процесса солянокислотного воздействия на призабойную зону скважин по геолого-промысловым данным // Записки Горного института. – 2018. – Т. 231. – С. 275–280. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.275.
  4. Economides M., Oligney R., Valko P. Unified Fracture Design: bridging the gap between theory and practice. – Alvin, Texas: Orsa Press, 2002. – 194 p.
  5. Перспективы применения многофункциональных жидкостей глушения скважин в карбонатных пластах / Ю.В. Зейгман, В.Ш. Мухаметшин, А.Р. Хафизов, С.Б. Харина // SOCAR Proceedings. – 2016. – № 3. – С. 33–39. DOI: 10.5510/OGP20160300286.
  6. Мухаметшин В.В., Андреев В.Е. Повышение эффективности оценки результативности технологий, направленных на расширение использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 8. – С. 30–36.
  7. Gonzalez I.J.F., Gammiero A., Llamedo M.A. Design of a neural network model for predicting well performance after water shutoff treatments using polymer gels // SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. – Mexico City, Mexico, 16–18 April 2012. – 9 p. DOI: 10.2118/153908-MS.
  8. Kuleshova L.S., Mukhametshin V.V., Safiullina A.R. Applying information technologies in identifying the features of deposit identification under conditions of different oil-and gas provinces // Journal of Physics: Conference Series (ITBI 2019 – International Conference «Information Technologies in Business and Industry»). – 2019. – V. 1333. – Iss. 7 (072012). – P. 1–5. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/7/072012.
  9. Андреев А.В., Мухаметшин В.Ш., Котенёв Ю.А. Прогнозирование продуктивности залежей в карбонатных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами // SOCAR Proceedings. – 2016. – № 3. – С. 40–45. DOI: 10.5510/OGP20160300287.
  10. Михайлов Н.Н. Петрофизическое обеспечение новых технологий доизвлечения остаточной нефти из техногенно измененных залежей // Каротажник. – 2011. – № 7. – С. 126–137.
  11. Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С. О снижении уровня неопределенности при управлении заводнением залежей с трудноизвлекаемыми запасами // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 5. – С. 140–146. DOI: 10.18799/24131830/2020/5/2644.
  12. Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Tyncherov K.T. Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir // Periodico Tche Quimica. – 2018. – V. 15. – Iss. 30. – P. 725–733.
  13. Новые представления о смачиваемости коллекторов нефти и газа / Н.Н. Михайлов, И.П. Гурбатова, К.А. Моторова, Л.С. Сечина // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 7. – С. 80–85.
  - показано, что в гидрофильных коллекторах наблюдается наиболее тесная связь между фильтрационно-емкостными свойствами продуктивных пластов;
  - выявлена причина наиболее тесной связи коэффициента абсолютной проницаемости от остаточной водонасыщенности;
  - выявленные в работе закономерности могут быть использованы для оценки проницаемости пород-коллекторов по результатам геофизических исследований скважин.
14. Optimization of surfactant-based fluids for acid diversion / H.A. Nasr-El-Din, M.S. Van Domelen, L. Sierra, Th.D. Welton // European Formation Damage Conference. – Scheveningen, The Netherlands, 30 May – 1 June 2007. – 11 p. DOI: 10.2118/107687-MS.
  15. Numerical simulation of oil formation with regulated disturbances. Oil recovery quality simulation / S.A. Batalov, V.E. Andreev, V.M. Lobankov, V.Sh. Mukhametshin // Journal of Physics: Conference Series (ITBI 2019 – International Conference «Information Technologies in Business and Industry»). – 2019. – V. 1333. – Iss. 3 (032006). – P. 1–6. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/3/032006.
  16. Михайлов Н.Н., Сечина Л.С., Моторова К.А. Роль глинистых минералов в образовании адсорбционно-связанной нефти в породах-коллекторах углеводородного сырья // Георесурсы, геознергетика, геополитика. – 2012. – № 1 (5). – С. 51.
  17. Auxiliary equipment for downhole fittings of injection wells and water supply lines used to improve their performance in winter / L.S. Kuleshova, R.R. Kadyrov, V.V. Mukhametshin, R.T. Akhmetov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering (MEACS 2018 – International Conference on Mechanical Engineering, Automation and Control Systems). – 2019. – V. 560. – Iss. 1 (012071). – P. 1–6. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012071.
  18. Numerical simulation of the oil reservoir with regulated disturbances. Oil recovery stability simulation / S.A. Batalov, V.E. Andreev, V.M. Lobankov, V.Sh. Mukhametshin // Journal of Physics: Conference Series (ITBI 2019 – International Conference «Information Technologies in Business and Industry»). – 2019. – V. 1333. – Iss. 3 (032007). – P. 1–6. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/3/032007.
  19. McLachlan G.J. Discriminant analysis and statistical pattern recognition. – Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, 2004. – 545 p.
  20. Alimkhanov R., Samoylova I. Application of data mining tools for analysis and prediction of hydraulic fracturing efficiency for the BV8 reservoir of the Povkh oil field // SPE Russian oil and gas exploration & Production technical conference and exhibition. – Moscow, Russia, 14–16 October 2014. – 20 p. DOI: 10.2118/171332-RU.
  21. Mahinpey N., Ambalae A., Asghari K. In situ combustion in Enhanced Oil Recovery (EOR): a review // Chemical Engineering Communications. – V. 194. – Iss. 8. – P. 995–1021.
  22. Рогачев М.К., Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С. Повышение эффективности использования ресурсной базы жидких углеводородов в юрских отложениях Западной Сибири // Записки Горного института. – 2019. – Т. 240. – С. 711–715. DOI: 10.31897/PMI.2019.6.711.
  23. Use of hydrochloric acid to remove filter-cake damage from preformed particle gel during conformance-control treatments / A. Imqam, B. Bai, M. Wei, H. Elue, F.A. Muhammed // SPE Production & Operations. – 2016. – V. 31. – № 3. – 11 p. DOI: 10.2118/172352-PA.
  24. Mukhametshin V.Sh. Justification for increasing the performance of hydrochloric acid treatment in wells of fields with carbonate reservoir // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering (ISEES 2020 – 3rd International Symposium on Engineering and Earth Sciences). – 2020. – V. 905. – Iss. 1. – P. 1–5. DOI: 10.1088/1757-899X/905/1/012083.

25. Huh C., Pope G.A. Residual oil saturation from polymer floods: laboratory measurements and theoretical interpretation // SPE Symposium on Improved Oil Recovery. – Tulsa, Oklahoma, USA, 20–23 April 2008. – 21 p. DOI: 10.2118/113417-MS.
26. Identification and evaluation of high-performance EOR surfactants / D. Levitt, A. Jackson, C. Heinson, L.N. Britton, T. Malik, V. Dwarakanath, G.A. Pope // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2009. – V. 12. – Iss. 2. – P. 243–253. DOI: 10.2118/100089-PA.
27. Zakaria A.S., Nasr-El-Din H.A. A novel polymer-assisted emulsified-acid system improves the efficiency of carbonate matrix acidizing // SPE Journal. – 2016. – V. 21. – № 3. – 14 p. DOI: 10.2118/173711-PA.
28. Byrnes A.P., Bhattacharya S. Influence of initial and residual oil saturation and relative permeability on recovery from transition zone reservoirs in shallow-shelf carbonates // SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. – Tulsa, Oklahoma, USA, 22–26 April 2006. – 11 p. DOI: 10.2118/99736-MS.
29. Solar Thermal Electricity Global Outlook 2016. URL: [http://www.solarpaces.org/new-web-nasertic/images/pdfs/GP-ESTELA-SolarPACES\\_Solar-Thermal-Electricity-Global-Outlook-2016\\_Executive-Summary.pdf](http://www.solarpaces.org/new-web-nasertic/images/pdfs/GP-ESTELA-SolarPACES_Solar-Thermal-Electricity-Global-Outlook-2016_Executive-Summary.pdf) (дата обращения: 19.01.2020).
30. Mukhametshin V.Sh. Rationale for the production of hard-to-recover deposits in carbonate reservoirs // IOP: Earth and Environmental Science (EES) (International Symposium «Earth sciences: history, contemporary issues and prospects»). – 2020. – V. 579. – Iss. 1. – P. 1–5. DOI: 10.1088/1755-1315/579/1/012012.

Поступила 23.06.2021 г.

#### Информация об авторах

**Мухаметшин В.В.**, доктор технических наук, профессор кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

**Ахметов Р.Т.**, кандидат технических наук, профессор кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском.

**Кулешова Л.С.**, старший преподаватель кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, заместитель директора по УР, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском.

**Грезина О.А.**, доцент, старший преподаватель, заместитель заведующего кафедрой разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском.

UDC 622.276.63

## ANALYTICAL LINKS BETWEEN POROSITY AND PERMEABILITY CORRELATIONS OF PRODUCTIVE STRATA OF WESTERN SIBERIA BASED ON A GENERALIZED MATHEMATICAL MODEL OF CAPILLARY CURVES

**Vyacheslav V. Mukhametshin**<sup>1</sup>,  
vv@of.ugntu.ru

**Rasul T. Akhmetov**<sup>2</sup>,  
info@of.ugntu.ru

**Lyubov S. Kuleshova**<sup>2</sup>,  
markl212@mail.ru

**Olga A. Grezina**<sup>2</sup>,  
ugntu.grezina@mail.ru

<sup>1</sup> Ufa State Petroleum Technological University,  
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450064, Russia.

<sup>2</sup> Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky,  
54a, Devonskaya street, Oktyabrsky, 452607, Russia.

**Relevance.** Analytical relationships between the reservoir properties of Western Siberia deposits make it possible to estimate permeability and potential well production rates. Obtaining such multidimensional relationships at the initial stage of development is an important and urgent task. Multidimensional relations between reservoir parameters, proposed by different researchers, require selection and adaptation to a specific object. However, the analytical relationships proposed in this work are obtained basing on the analysis of the capillary pressure curves behavior of a reservoir. In this case, the relation automatically adapts to a specific object and is optimal in structure and character.

**The aim** of the research is to obtain analytical expressions for multivariate associations between the filtration and capacity properties of reservoir rocks based on the analysis and generalization of core sample studies resulting from the capillarimetric studies. The obtained dependencies should provide an estimate with sufficient for practical purposes accuracy of the absolute permeability of the formation and the potential flow rate of the well based on the known residual water saturation and porosity of the formation values according to the production geophysics data.

**Facilities:** productive strata of the Triassic, Jurassic and Lower Cretaceous ages of the Las-Egan and Povkhov oil fields.

**Methods:** statistical processing of the core samples data from a number of productive formations basing on their capillarimetric studies.

**Results.** On the basis of a comprehensive analysis of the generalized mathematical model of capillary curves, a technique has been developed for obtaining analytical expressions for multidimensional relationships between porosity and permeability correlations of Western Siberia reservoirs. The paper presents analytical expressions, as well as graphs of relationships between the porosity and permeability correlations for the Las-Egan and Povkhov fields, which make it possible to estimate the absolute permeability of productive formations from the known porosity and residual water saturation values. The proposed method allows obtaining multidimensional relationships for any productive formation in the conditions of Western Siberia; it is shown in the work that in hydrophilic reservoirs there is the closest relationship between the porosity and permeability properties; the reason for the close relationship between the absolute permeability of productive formations in Western Siberia and the residual water saturation of the reservoir has been identified.

### Key words:

Capillarimetry, permeability, porosity, residual water saturation, structure and nature of the bond.

### REFERENCES

- Muslimov R.Kh. *Osobennosti razvedki i razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy v usloviyakh rynochnoy ekonomiki* [Features of the exploration and development of oil fields in a market economy]. Kazan, FEN Publ., 2009. 727 p.
- Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Khakimzyanov I.N., Trofimov V.E. Optimization of reserve production from water oil zones of D3ps horizon of Shkapovsky oil field by means of horizontal wells. *Georesursy*, 2019, vol. 21, no. 3, pp. 55–61. In Rus. DOI: 10.18599/grs.2019.3.55-61.
- Rogachev M.K., Mukhametshin V.V. Control and regulation of the hydrochloric acid treatment of the bottomhole zone based on field-geological data. *Journal of Mining Institute*, 2018, vol. 231, pp. 275–280. In Rus. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.275.
- Economides M., Oligney R., Valko P. *Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice*. Alvin, Texas, Orsa Press, 2002. 194 p.
- Zeigman Yu.V., Mukhametshin V.Sh., Khafizov A.R., Kharina S.B. Prospects of application of multi-functional well killing fluids in carbonate reservoirs. *SOCAR Proceedings*, 2016, no. 3, pp. 33–39. In Rus. DOI: 10.5510/OGP20160300286.
- Mukhametshin V.V., Andreev V.E. Increasing the efficiency of assessing the performance of techniques aimed at expanding the use of resource potential of oilfields with hard-to-recover reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 8, pp. 30–36. In Rus.
- Gonzalez I.J.F., Gammiero A., Llamado M.A. Design of a neural network model for predicting well performance after water shutoff treatments using polymer gels. *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Mexico City, Mexico, April 16–18, 2012. 9 p. DOI: 10.2118/153908-MS.
- Kuleshova L.S., Mukhametshin V.V., Safiullina A.R. Applying information technologies in identifying the features of deposit identification under conditions of different oil-and gas provinces. *Journal of Physics: Conference Series (ITBI 2019 – International Conference «Information Technologies in Business and Industry»)*, 2019, vol. 1333, Iss. 7 (072012), pp. 1–5. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/7/072012.

9. Andreev A.V., Mukhametshin V.Sh., Kotenev Yu.A. Deposit Productivity Forecast in Carbonate Reservoirs with Hard to Recover Reserves. *SOCAR Proceedings*, 2016, no. 3, pp. 40–45. In Rus. DOI: 10.5510/OGP20160300287.
10. Mikhailov N.N. Petrophysical support for novel technologies for the re-extraction of residual oil from man-modified pools. *Karotazhnik*, 2011, no. 7, pp. 126–137. In Rus.
11. Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. On uncertainty level reduction in managing waterflooding of the deposits with hard to extract reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 5, pp. 140–146. In Rus. DOI: 10.18799/24131830/2020/5/2644.
12. Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Tyncherov K.T. Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 2018, vol. 15, Iss. 30, pp. 725–733.
13. Mikhailov N.N., Gurbatova I.P., Motorova K.A., Sechina L.S. New representations of wettability of oil and gas reservoirs. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2016, no. 7, pp. 80–85. In Rus.
14. Nasr-El-Din H.A., Van Domelen M.S., Sierra L., Welton Th.D. Optimization of surfactant-based fluids for acid diversion. *European Formation Damage Conference*. Scheveningen, The Netherlands, 30 May – 1 June, 2007. 11 p. DOI: 10.2118/107687-MS.
15. Batalov S.A., Andreev V.E., Lobankov V.M., Mukhametshin V.Sh. Numerical simulation of oil formation with regulated disturbances. Oil recovery quality simulation. *Journal of Physics: Conference Series (ITBI 2019 – International Conference «Information Technologies in Business and Industry»)*, 2019, vol. 1333, Iss. 3 (032006), pp. 1–6. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/3/032006.
16. Mikhailov N.N., Sechina L.S., Motorova K.A. Role of clay minerals in formation of the adsorption-connected oil in rock-collectors of hydrocarbonic raw materials. *Georesources, geoenergetics, geopolitics*, 2012, no. 1 (5), pp. 51. In Rus.
17. Kuleshova L.S., Kadyrov R.R., Mukhametshin V.V., Akhmetov R.T. Auxiliary equipment for downhole fittings of injection wells and water supply lines used to improve their performance in winter. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering (MEACS 2018 – International Conference on Mechanical Engineering, Automation and Control Systems)*, 2019, vol. 560, Iss. 1 (012071), pp. 1–6. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012071.
18. Batalov S.A., Andreev V.E., Lobankov V.M., Mukhametshin V.Sh. Numerical simulation of the oil reservoir with regulated disturbances. *Oil recovery stability simulation. Journal of Physics: Conference Series (ITBI 2019 – International Conference «Information Technologies in Business and Industry»)*, 2019, vol. 1333, Iss. 3 (032007), pp. 1–6. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/3/032007.
19. McLachlan G.J. *Discriminant analysis and statistical pattern recognition*. Hoboken, New Jersey, John Wiley & Sons, 2004. 545 p.
20. Alimkhanov R., Samoylova I. Application of data mining tools for analysis and prediction of hydraulic fracturing efficiency for the BV<sub>8</sub> reservoir of the Povkh oil field. *SPE Russian oil and gas exploration & Production technical conference and exhibition*. Moscow, Russia, October 14–16, 2014. 20 p. DOI: 10.2118/171332-RU.
21. Mahinpey N., Ambalae A., Asghari K. In situ combustion in Enhanced Oil Recovery (EOR): A Review. *Chemical Engineering Communications*, vol. 194, Iss. 8, pp. 995–1021.
22. Rogachev M.K., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in Jurassic deposits of Western Siberia. *Journal of Mining Institute*, 2019, vol. 240, pp. 711–715. In Rus. DOI: 10.31897/PML2019.6.711.
23. Imqam A., Bai B., Wei M., Elue H., Muhammed F.A. Use of hydrochloric acid to remove filter-cake damage from preformed particle gel during conformance-control treatments. *SPE Production & Operations*, 2016, vol. 31, no. 3, 11 p. DOI: 10.2118/172352-PA.
24. Mukhametshin V.Sh. Justification for increasing the performance of hydrochloric acid treatment in wells of fields with carbonate reservoir. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering (ISEES 2020 – 3<sup>rd</sup> International Symposium on Engineering and Earth Sciences)*, 2020, vol. 905, Iss. 1, pp. 1–5. DOI: 10.1088/1757-899X/905/1/012083.
25. Huh C., Pope G.A. Residual oil saturation from polymer floods: laboratory measurements and theoretical interpretation. *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*. Tulsa, Oklahoma, USA, April 20–23, 2008. 21 p. DOI: 10.2118/113417-MS.
26. Levitt D., Jackson A., Heinson C., Britton L.N., Malik T., Dwarkanath V., Pope G.A. Identification and evaluation of high-performance EOR surfactants. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2009, vol. 12, Iss. 2, pp. 243–253. DOI: 10.2118/100089-PA.
27. Zakaria A.S., Nasr-El-Din H.A. A novel polymer-assisted emulsified-acid system improves the efficiency of carbonate matrix acidizing. *SPE Journal*, 2016, vol. 21, no. 3, 14 p. DOI: 10.2118/173711-PA.
28. Byrnes A.P., Bhattacharya S. Influence of initial and residual oil saturation and relative permeability on recovery from transition zone reservoirs in shallow-shelf carbonates. *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*. Tulsa, Oklahoma, USA, April 22–26, 2006, 11 p. DOI: 10.2118/99736-MS.
29. *Solar Thermal Electricity Global Outlook 2016*. Available at: [http://www.solarpaces.org/new-web-nasertic/images/pdfs/GP-ESTELA-SolarPACES\\_Solar-Thermal-Electricity-Global-Outlook-2016\\_Executive-Summary.pdf](http://www.solarpaces.org/new-web-nasertic/images/pdfs/GP-ESTELA-SolarPACES_Solar-Thermal-Electricity-Global-Outlook-2016_Executive-Summary.pdf) (accessed 19 January 2020).
30. Mukhametshin V.Sh. Rationale for the production of hard-to-recover deposits in carbonate reservoirs. *IOP: Earth and Environmental Science (EES) (International Symposium «Earth sciences: history, contemporary issues and prospects»)*, 2020, vol. 579, Iss. 1, pp. 1–5. DOI: 10.1088/1755-1315/579/1/012012.

Received: 23 June 2021.

#### Information about the authors

**Vyacheslav V. Mukhametshin**, Dr. Sc., professor, Ufa State Petroleum Technological University.

**Rasul T. Akhmetov**, Cand. Sc., professor, Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky.

**Lyubov S. Kuleshova**, senior lecturer, deputy director for Academic Affairs, Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky.

**Olga A. Grezina**, associate professor, senior lecturer, deputy head of the Department of Oil and Gas Field Exploration and Development, Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky.