

УДК 550.832.57

Проблемы определения критической водонасыщенности по формулам Бурдайна с учетом различий в пределах интегрирования

Г. Е. Строянецкая

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
e-mail: galina_Stro@mail.ru*

Аннотация. При интерпретации геофизических исследований скважин на этапе поисковых работ необходимы сведения о критических коэффициентах водонасыщенности продуктивных коллекторов. В печатных изданиях для определения указанных коэффициентов предлагаются формулы Бурдайна, которые содержат определенные интегралы, требующие решения. При этом верхние и нижние пределы интегралов у разных авторов полностью не совпадают. Проведен анализ формул Бурдайна, приведенных в разных источниках, и предложены формулы Бурдайна без интегралов. Установлено, что для реальных условий подходят формулы Бурдайна, представленные в работе [6], но при этом должен быть учет условий, при которых относительные фазовые проницаемости по нефти и воде равны 0 и 1.

Ключевые слова: керн; остаточная нефтенасыщенность; критическая водонасыщенность; относительная фазовая проницаемость

Approaches to determining the critical coefficients of water saturation Burdine formulas taking into account the differences in the limits of integration

Galina E. Stroyanetskaya

*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
e-mail: galina_Stro@mail.ru*

Abstract. The article is devoted to the determination of the critical water saturation ratio productive reservoirs. It is necessary to have information about these coefficients in order to interpret the geophysical research wells at the stage of exploration. The print media publish Burdine formulas, which contain definite integrals, to determine the coefficients that need to be solved. In this case, the upper and lower limits of the integrals in the works of different authors don't completely coincide. The author of this article analyses Burdine formulas, which have been published in various print media, and proposes Burdine formulas without integrals. As a result, it is established that Burdine formulas, which are presented in the work [6], are suitable for real conditions; but there should be taken into account the conditions under which the relative phase permeability of oil and water is equal to 0 and 1.

Key words: core; residual oil saturation; critical water saturation; relative phase permeability

Введение

Оценка характера насыщения коллекторов по данным геофизических исследований скважин (ГИС) может проводиться по критическим значениям коэффициентов водонасыщенности ($K_{\text{в}}^{\text{кп}}$), установленным статистическим или петрофизическим способами. Статистический способ требует значительного количества качественных испытаний продуктивных и водоносных коллекторов, поэтому используется на завершающей стадии разведки месторождения.

Для оценки $K_{\text{в}}^{\text{кп}}$ на начальном этапе разведки месторождений предлагаются технологии, заключающиеся в определении $K_{\text{в}}^{\text{кп}}$ по кривым относительных фазовых проницаемостей (ОФП) по нефти ($K_{\text{пр.отн}}^{\text{н}}$) и воде ($K_{\text{пр.отн}}^{\text{в}}$). Значения $K_{\text{пр.отн}}^{\text{н}}$ и $K_{\text{пр.отн}}^{\text{в}}$ могут быть вычислены по формулам Бурдайна [1–19] на основе петрофизической информации, получаемой при капилляриметрических исследованиях образцов керна (табл. 1).

Таблица 1

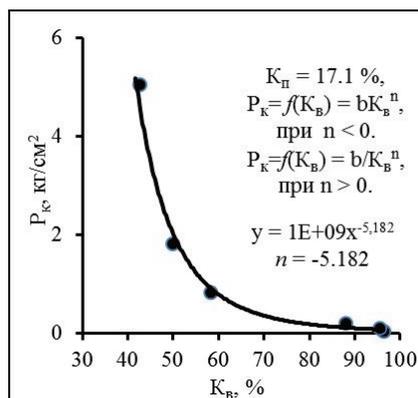
Данные капилляриметрии образца керна из юрских отложений

Обороты в минуту	$P_{\text{к}}$, кг/см ²	$K_{\text{в}}$, %	$K_{\text{п}}$, %	$K_{\text{пр}} \cdot 10^{-15}$, м ²	$K_{\text{во}}$, %	$K_{\text{но}}$, %
400	0,030	96,4	17,4	8,8	42,7	38
700	0,098	95,5				
1 000	0,200	88,0				
2 000	0,814	58,3				
3 000	1,820	49,8				
5 000	5,050	42,7				

Примечание. $K_{\text{п}}$ — коэффициент пористости, $K_{\text{пр}}$ — коэффициент абсолютной газопроницаемости, $K_{\text{в}}$ — коэффициент водонасыщенности, $K_{\text{но}}$ — коэффициент остаточной нефенасыщенности, $P_{\text{к}}$ — капиллярное давление при лабораторных условиях.

Кривые капиллярного давления (рис. 1) $P_{\text{к}} = f(K_{\text{в}})$ перестраиваются в кривые относительной фазовой проницаемости по нефти и воде, которые являются функцией $K_{\text{в}}$.

Рис. 1. Зависимость $P_{\text{к}} = f(K_{\text{в}})$ для образца керна



Объект и методы исследования

Вычисление относительной фазовой проницаемости по нефти ($K_{\text{пр.отн}}^{\text{н}}$) и воде ($K_{\text{пр.отн}}^{\text{в}}$) выполнено по трем вариантам формул Бурдайна.

Первый вариант — формулы, приведенные в работе [10]:

$$K_{\text{пр.отн}}^{\text{в}} = \left(\frac{K_{\text{в}} - K_{\text{во}}}{1 - K_{\text{во}}} \right)^2 \cdot \frac{\int_0^{K_{\text{в}}} \frac{dK_{\text{в}}}{P_{\text{к}}^2}}{\int_0^1 \frac{dK_{\text{в}}}{P_{\text{к}}^2}}; \quad (1)$$

$$K_{\text{пр.отн}}^{\text{н}} = \left(1 - \frac{K_{\text{в}} - K_{\text{во}}}{1 - K_{\text{во}} - K_{\text{но}}} \right)^2 \cdot \frac{\int_{K_{\text{во}}}^1 \frac{dK_{\text{в}}}{P_{\text{к}}^2}}{\int_0^1 \frac{dK_{\text{в}}}{P_{\text{к}}^2}}. \quad (2)$$

Второй вариант — формулы, представленные в работе [12]

$$K_{\text{пр.отн}}^{\text{в}} = \left(\frac{K_{\text{в}} - K_{\text{во}}}{1 - K_{\text{во}}} \right)^2 \cdot \frac{\int_{K_{\text{во}}}^{K_{\text{в}}} \frac{dK_{\text{в}}}{P_{\text{к}}^m}}{\int_{K_{\text{во}}}^1 \frac{dK_{\text{в}}}{P_{\text{к}}^m}}; \quad (3)$$

$$K_{\text{пр.отн}}^{\text{н}} = \left(1 - \frac{K_{\text{в}} - K_{\text{во}}}{1 - K_{\text{во}} - K_{\text{но}}} \right)^2 \cdot \frac{\int_{K_{\text{во}}}^1 \frac{dK_{\text{в}}}{P_{\text{к}}^m}}{\int_{K_{\text{во}}}^1 \frac{dK_{\text{в}}}{P_{\text{к}}^m}}, \quad (4)$$

где m может быть отличным от 2. Нижние пределы интегралов в формулах (3) и (4) по сравнению с формулами (1) и (2) отличны от 0 и равны $K_{\text{во}}$.

Третий вариант — формулы из работы [6]:

$$K_{\text{пр.отн}}^{\text{в}} = \left(\frac{K_{\text{в}} - K_{\text{во}}}{1 - K_{\text{во}}} \right)^2 \cdot \frac{\int_{K_{\text{во}}}^{K_{\text{в}}} \frac{dK_{\text{в}}}{P_{\text{к}}^2}}{\int_{K_{\text{во}}}^{1-K_{\text{но}}} \frac{dK_{\text{в}}}{P_{\text{к}}^2}}; \quad (5)$$

$$K_{\text{пр.отн}}^{\text{н}} = \left(1 - \frac{K_{\text{в}} - K_{\text{во}}}{1 - K_{\text{во}} - K_{\text{но}}} \right)^2 \cdot \frac{\int_{K_{\text{во}}}^{1-K_{\text{но}}} \frac{dK_{\text{в}}}{P_{\text{к}}^2}}{\int_{K_{\text{во}}}^{1-K_{\text{но}}} \frac{dK_{\text{в}}}{P_{\text{к}}^2}}. \quad (6)$$

Верхние пределы интегралов в формулах (5) и (6) по сравнению с формулами (3) и (4) отличны от 1 и равны $1 - K_{\text{но}}$.

В таблице 2 приведено решение трех неопределенных интегралов из курса дифференциального и интегрального исчисления [20]. Они позволяют решить интегралы в формулах (1)–(6).

Решение каждого интеграла в формулах (1), (2), (5), (6) сводится к следующему:

- заменяется P_K^2 , например, на $b^2 K_\theta^{2n}$ при $n < 0$ (см. рис. 1);
- выражение под знаком интеграла приводится к виду

$$b^{-2} K_\theta^{-2n} \cdot dK_\theta = a K_\theta^{-2n} \cdot dK_\theta, \quad (7)$$

где $a = b^{-2}$ является действительным числом;

- неопределенный интеграл

**Неопределенные интегралы
и их решение**

№ п/п	Интеграл
1	$\int 0 \cdot dx = C$
2	$\int 1 \cdot dx = x + C$
3	$\int x^\mu \cdot dx = \frac{x^{\mu+1}}{\mu+1} + C$

$$\int a K_\theta^{-2n} \cdot dK_\theta = \frac{a}{-2n+1} K_\theta^{-2n+1} + C, \quad (8)$$

исходя из третьей формулы в таблице 2;

- определенный интеграл

$$\int_A^B (a K_\theta^{-2n}) \cdot dK_\theta = \frac{a}{-2n+1} (B^{-2n+1} - A^{-2n+1}) \quad (9)$$

согласно основной формуле интегрального исчисления [20]; A и B — пределы интеграла.

Поскольку под знаками определенных интегралов в формулах (1), (2), (4), (5) стоит одно и то же выражение, то все они будут равны

$$\frac{a}{-2n+1} (B^{-2n+1} - A^{-2n+1}), \quad (10)$$

где A и B — нижний и верхний пределы каждого интеграла.

В итоге получим следующие результаты:

- относительная фазовая проницаемость по воде по формуле (1) будет равна

$$K_{пр.отн}^в = \left(\frac{K_\theta - K_{\theta 0}}{1 - K_{\theta 0}} \right)^2 \cdot K_\theta^{-2n+1}; \quad (11)$$

- относительная фазовая проницаемость по нефти по формуле (2) будет равна

$$K_{пр.отн}^н = \left(\frac{1 - K_\theta - K_{\theta 0}}{1 - K_{\theta 0} - K_{\theta 0}} \right)^2 \cdot (1 - K_\theta^{-2n+1}); \quad (12)$$

- относительная фазовая проницаемость по воде по формуле (3) при $m = 2$ будет равна

$$K_{пр.отн}^в = \left(\frac{K_в - K_{во}}{1 - K_{во}} \right)^2 \cdot \frac{K_в^{-2n+1} - K_{во}^{-2n+1}}{1 - K_{во}^{-2n+1}}; \quad (13)$$

• относительная фазовая проницаемость по нефти по формуле (4) при $m = 2$ будет равна

$$K_{пр.отн}^н = \left(\frac{1 - K_в - K_{но}}{1 - K_{во} - K_{но}} \right)^2 \cdot \frac{1 - K_в^{-2n+1}}{1 - K_{во}^{-2n+1}}; \quad (14)$$

• относительная фазовая проницаемость по воде по формуле (5) будет равна

$$K_{пр.отн}^в = \left(\frac{K_в - K_{во}}{1 - K_{во}} \right)^2 \cdot \frac{K_в^{-2n+1} - K_{во}^{-2n+1}}{(1 - K_{но})^{-2n+1} - K_{во}^{-2n+1}}; \quad (15)$$

• относительная фазовая проницаемость по нефти по формуле (6) будет равна

$$K_{пр.отн}^н = \left(\frac{1 - K_в - K_{но}}{1 - K_{во} - K_{но}} \right)^2 \cdot \frac{(1 - K_{но})^{-2n+1} - K_в^{-2n+1}}{(1 - K_{но})^{-2n+1} - K_{во}^{-2n+1}}. \quad (16)$$

Результаты и обсуждение

Для образца керна с данными из таблицы 1 по формулам (11) и (12) были вычислены значения $K_{пр.отн}^в$ и $K_{пр.отн}^н$ (табл. 3) и построены графики $K_{пр.отн}^в = f(K_в)$, $K_{пр.отн}^н = f(K_в)$ (рис. 2).

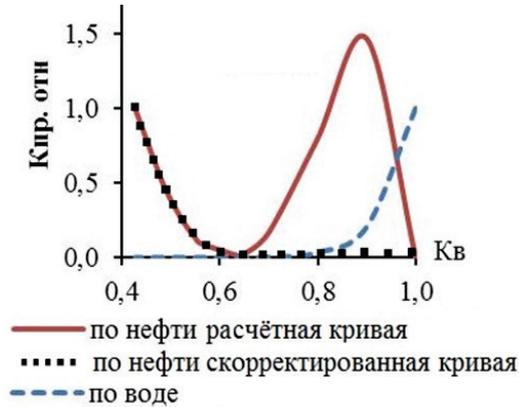
Таблица 3

Расчет относительных фазовых проницаемостей по формулам (11) и (12) для образца керна

$K_{во}$, в долях 1	$K_{но}$, в долях 1	K_n , в долях 1	$K_в$, в долях 1	$N = -2n+1$	$K_{пр.отн}^в$ по формуле (11)	$K_{пр.отн}^н$ по формуле (12)
0,427	0,38	0,000	1,000	11,364	1,0000	0,0000
0,427	0,38	0,100	0,900	11,364	0,2058	1,4646
0,427	0,38	0,200	0,800	11,364	0,0336	0,7985
0,427	0,38	0,300	0,700	11,364	0,0039	0,1683
0,427	0,38	0,350	0,650	11,364	0,0011	0,0239
0,427	0,38	0,360	0,640	11,364	0,0009	0,0106
0,427	0,38	0,440	0,560	11,364	0,0001	0,0962
0,427	0,38	0,450	0,550	11,364	0,0000	0,1310
0,427	0,38	0,460	0,540	11,364	0,0000	0,1711
0,427	0,38	0,470	0,530	11,364	0,0000	0,2166
0,427	0,38	0,480	0,520	11,364	0,0000	0,2675
0,427	0,38	0,500	0,500	11,364	0,0000	0,3853
0,427	0,38	0,510	0,490	11,364	0,0000	0,4522
0,427	0,38	0,520	0,480	11,364	0,0000	0,5245
0,427	0,38	0,573	0,427	11,364	0,0000	1,0000

На рисунке 2 в правой части кривой $K_{пр.отн}^H = f(K_{\epsilon})$ наблюдаются повышение показаний $K_{пр.отн}^H$ при $K_{\epsilon} = 0,62 \div 0,9$ до $\approx 1,5$, а затем их понижение от 1,5 до 0 при $K_{\epsilon} = 0,9 \div 1$. Это обусловлено тем, что продуктивный пласт не может характеризоваться K_{ϵ} большим чем $1 - K_{но}$. В рассмотренном примере $K_{но} = 0,38$, и, следовательно, максимальное значение $K_{\epsilon} = 0,62$. Поэтому для всех $K_{\epsilon} > 0,62$ значения $K_{пр.отн}^H$ должны быть заменены на 0.

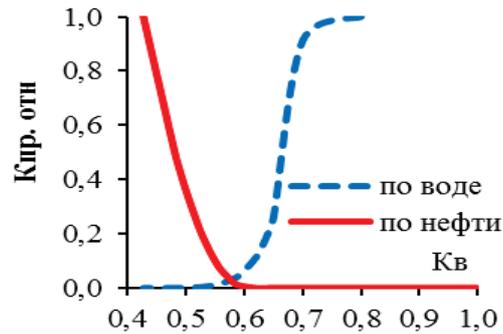
Рис. 2. Зависимости
 $K_{пр.отн}^6 = f(K_{\epsilon})$ и
 $K_{пр.отн}^H = f(K_{\epsilon})$,
 полученные
 по формулам (11), (13) и (12), (14)
 соответственно



Для образца зерна с данными из таблицы 1 по формулам (13) и (14) были вычислены значения $K_{пр.отн}^6$, $K_{пр.отн}^H$ при $m = 2$ и построены графики зависимостей $K_{пр.отн}^6 = f(K_{\epsilon})$, $K_{пр.отн}^H = f(K_{\epsilon})$. Графики, полученные по формулам (11) и (13), а так же по формулам (12) и (14), совпали. Это свидетельствует о том, что формулы (11) и (13); (12) и (14) равнозначны.

Для построения графиков зависимостей $K_{пр.отн}^6 = f(K_{\epsilon})$, $K_{пр.отн}^H = f(K_{\epsilon})$ со значениями относительных проницаемостей, вычисленных по формулам (15) и (16), составлена таблица 4. Перед построением графиков (рис. 3) проведен анализ вычисленных значений $K_{пр.отн}^6$ и $K_{пр.отн}^H$.

Рис. 3. Зависимости
 $K_{пр.отн}^6 = f(K_{\epsilon})$ и
 $K_{пр.отн}^H = f(K_{\epsilon})$,
 полученные по формулам
 (15) и (16) соответственно



Из таблицы 4 следует, что при $K_{\epsilon} \geq 0,8$ (колонка 4) значения $K_{пр.отн}^6 > 1$ (колонка 7). При $K_{н} < K_{но} = 0,38$ (колонка 3) значения $K_{пр.отн}^H < 0$ (колонка 9). Это обусловлено тем, что формулы Бурдайна (15) и (16) могут использо-

ваться только при значениях $K_n \geq K_{но}$ и $K_e \leq 1 - K_{но}$. Поэтому при определении $K_{пр.отн}^e$ и $K_{пр.отн}^h$ по формулам (15) и (16) все значения $K_{пр.отн}^e > 1$ необходимо заменить на 1, а $K_{пр.отн}^h < 0$ заменить на 0.

Таблица 4

Расчет относительных проницаемостей по формулам (15) и (16) для образца зерна

$K_{во}$ в долях 1	$K_{но}$ в долях 1	K_n в долях 1	K_e в долях 1	K_e для оценки характера притока	$N = -2n+1$	$K_{пр.отн}^e$ по формуле (15)	$K_{пр.отн}^e$ исправл.	$K_{пр.отн}^h$ по формуле (16)	$K_{пр.отн}^h$ исправл.
0,427	0,38	0,000	1,000		11,364	232,032		-895,62	0,0000
0,427	0,38	0,100	0,900		11,364	47,7430		-145,36	0,0000
0,427	0,38	0,200	0,800		11,364	7,7813	1,0000	-15,103	0,0000
0,427	0,38	0,300	0,700		11,364	0,9114	0,9114	-0,5180	0,0000
0,427	0,38	0,380	0,620		11,364	0,1135	0,1135	0,0000	0,0000
0,427	0,38	0,390	0,610		11,364	0,0845	0,0845	0,0005	0,0005
0,427	0,38	0,400	0,600		11,364	0,0624	0,0624	0,0034	0,0034
0,427	0,38	0,410	0,590	K_e^{**}	11,364	0,0455	0,0455	0,0106	0,0106
0,427	0,38	0,420	0,580	K_e^{KP}	11,364	0,0329	0,0329	0,0232	0,0232
0,427	0,38	0,430	0,570		11,364	0,0234	0,0234	0,0419	0,0419
0,427	0,38	0,440	0,560		11,364	0,0164	0,0164	0,0672	0,0672
0,427	0,38	0,450	0,550	K_e^*	11,364	0,0113	0,0113	0,0993	0,0993
0,427	0,38	0,460	0,540		11,364	0,0076	0,0076	0,1381	0,1381
0,427	0,38	0,470	0,530		11,364	0,0050	0,0050	0,1835	0,1835
0,427	0,38	0,480	0,520		11,364	0,0032	0,0032	0,2355	0,2355
0,427	0,38	0,500	0,500		11,364	0,0012	0,0012	0,3582	0,3582
0,427	0,38	0,520	0,480		11,364	0,0003	0,0003	0,5048	0,5048
0,427	0,38	0,573	0,427		11,364	0,0000	0,0000	1,0000	1,0000

При этих условиях графики зависимостей (см. рис. 3) $K_{пр.отн}^e = f(K_e)$, $K_{пр.отн}^h = f(K_e)$ согласуются со значениями $K_{во}$ и $K_{но}$, а так же четко видна точка их пересечения со значением K_e , принимаемым в качестве критического (K_e^{KP}). Значение K_e^{KP} более надежно определяется по таблице расчета $K_{пр.отн}^e$ и $K_{пр.отн}^h$, поскольку уравнения зависимостей $K_{пр.отн}^e = f(K_e)$, $K_{пр.отн}^h = f(K_e)$ бывает трудно подобрать. Значения $K_{пр.отн}^e$ и $K_{пр.отн}^h$ при K_e^{KP} должны отличаться не более чем на 0,01 при одном K_e .

В работах [10, 19] рекомендуется определять пределы значений K_e , при которых из прослоев поступает продукт с водой. Предлагается [19] определять эти пределы (K_e^* и K_e^{**}) по величинам $K_{пр.отн}^e = K_{пр.отн}^h = 0,01$. При отсутст-

ви надежных зависимостей $K_{пр.отн}^g = f(K_\epsilon)$, $K_{пр.отн}^h = f(K_\epsilon)$ эти пределы можно определить по таблице расчета $K_{пр.отн}^g$ и $K_{пр.отн}^h$.

Так, для рассматриваемого образца керна (см. табл. 4) при $K_{пр.отн}^g = 0,0113$ значение $K_\epsilon(K_\epsilon^*) = 0,55$, при $K_{пр.отн}^h = 0,0106$ величина $K_\epsilon(K_\epsilon^{**}) = 0,59$. Приток продукта с водой из пласта должен поступать при $K_\epsilon = 0,55-0,59$. При $K_\epsilon \leq 0,55$ — продукт с незначительным количеством воды. При $K_\epsilon > 0,59$ — вода.

Формулы Бурдайна выведены на основании представлений следующих из закона Пуазейля о фильтрации флюидов через капилляры разного диаметра. Это накладывает ограничения на применение их для пористых сред со сложной, не поддающейся формализованному описанию геометрией порового пространства. Тем не менее предложенные формулы предполагают возможность качественной оценки характера зависимости относительной фазовой проницаемости (ОФП) пород-коллекторов от степени их водонасыщенности. Вместе с тем рассчитанные ОФП и, соответственно, характерные значения K_ϵ^* , K_ϵ^{kp} , K_ϵ^{**} , определяемые по ним, могут отличаться от тех, которые получают по экспериментальным данным. Поэтому при выполнении производственных работ, связанных с оценкой K_ϵ^* , K_ϵ^{kp} , K_ϵ^{**} , возникает необходимость в установлении соответствия экспериментальных данных и данных, полученных расчетным путем. При качественном эксперименте величины K_ϵ^* , K_ϵ^{kp} , K_ϵ^{**} , полученные на основе значений $K_{пр.отн}^g$ и $K_{пр.отн}^h$, рассчитанных по формулам, должны быть скорректированы в соответствии с экспериментальными данными.

Выводы

- Формулы Бурдайна, представляемые в печатных изданиях для практического использования, даются с интегралами без окончательного решения. Верхние и нижние пределы интегралов не всегда заданы корректно. В связи с этим получают не реальные кривые относительных фазовых проницаемостей, по которым невозможно оценить K_ϵ^{kp} .
- Реально можно оценить K_ϵ^{kp} по формулам, представленным в работе [6]. При этом при расчетах $K_{пр.отн}^g$ и $K_{пр.отн}^h$ все значения $K_{пр.отн}^g > 1$ необходимо заменить на 1, а $K_{пр.отн}^h < 0$ заменить на 0.
- При трудности подбора уравнений зависимостей $K_{пр.отн}^g = f(K_\epsilon)$, $K_{пр.отн}^h = f(K_\epsilon)$ значение K_ϵ^{kp} целесообразно устанавливать по результатам расчета $K_{пр.отн}^g$ и $K_{пр.отн}^h$ при их отличии не более чем на 0,01 при одном K_ϵ .
- При выполнении производственных работ, связанных с оценкой K_ϵ^* , K_ϵ^{kp} , K_ϵ^{**} конкретных геологических объектов, рекомендуется подтверждение их экспериментальными данными, полученными хотя бы для единичных групп пород по фильтрационно-емкостным свойствам. При качественном эксперименте величины расчетные значения K_ϵ^* , K_ϵ^{kp} , K_ϵ^{**} должны быть скорректированы в соответствии с экспериментальными данными.

Библиографический список

1. Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта / Пер. с англ. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 572 с.
2. Большаков Ю. Я. Теория капиллярности нефтегазонакопления. – Новосибирск: Наука, 1995. – 184 с.
3. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа / В. М. Добрынин [и др.]. – М.: ВНИИОЭНГ, 1988. – 55 с.
4. Вендельштейн Б. Ю. Геофизические критерии продуктивного нефтяного коллектора, основанные на законах фазовой проницаемости // Вопросы петрофизики и интерпретации результатов геофизических исследований скважин в нефтегазонасыщенных коллекторах: труды МИНХ и ГП. – М., 1979. – С. 20–30.
5. Крэйг Ф. Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении / Пер. с англ. под ред. В. Л. Данилова. – М.: Недра, 1974. – 192 с.
6. Количественная оценка добычных характеристик коллекторов нефти и газа по петрофизическим данным и материалам ГИС: моногр. / Л. М. Дорогиницкая [и др.]. – Томск: СТТ, 2007. – 278 с.
7. Методика оценки характера насыщенности пластов и прогнозирования состава притока по данным каротажа / О. Н. Кропотов [и др.] // Геология нефти и газа. – 1983. – № 2. – С. 33–38.
8. Lomeland F., Ebeltoft E., Thomas W. H. A new versatile relative permeability correlation // Reviewed Proceedings of the 2005 International Symposium of the SCA (Abu Dhabi, United Arab Emirates, 31 October – 2 November). – 2005. – P. 32.
9. Мальшаков А. В., Ефимов В. А. Проницаемость и перколяционные свойства порового пространства осадочных горных пород // Инженерный журнал. – 1991. – Т. 61, № 4. – С. 635–640.
10. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В. И. Петерсилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. – Москва — Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 258 с.
11. Некрасов А. С., Луппов В. И. Обоснование положения водонефтяного контакта залежи нефти и газа с использованием кривых относительных фазовых проницаемостей // Каротажник. – 2016. – № 10. – С. 65–73.
12. Мулявин С. Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений: учеб. пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 215 с.
13. Пирсон С. Дж. Учение о нефтяном пласте / Пер. с англ.; под ред. М. М. Кусакова [и др.]. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 570 с.
14. Пирсон С. Дж. Справочник по интерпретации данных каротажа / Пер. с англ. А. С. Петухова, И. К. Купалова-Ярополка; под ред. С. Г. Комарова. – М.: Недра, 1966. – 414 с.
15. К вопросу оценки параметров переходной зоны с использованием кривых капиллярного давления / В. И. Петерсилье [и др.] // Совершенствование методики разведки нефтяных и газовых месторождений: труды ВНИГНИ. – 1982. – Вып. 242. – С. 63–71.
16. Определение параметров пластов с большими переходными зонами по данным ГИС / А. В. Ручкин [и др.]. – М.: ВНИИМС, 1986. – 55 с.
17. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении / Пер. с англ. Ю. А. Наумова. – 2-е изд., доп. – М.: Юкос – Schlumberger, 2001. – 144 с.
18. Фоменко В. Г. Критерии для разделения коллекторов по насыщенности и прогнозирования состава ожидаемых из них притоков при испытаниях // Геология нефти и газа. – 1993. – № 5. – С. 50–55.
19. Геолого-петрофизические особенности обоснования параметров ФЕС Северо-Ледового месторождения / С. Г. Михалков [и др.] // Горные ведомости. – 2012. – № 3. – С. 58–72.
20. Фихтенгольц Г. М. Курс дифференциального и интегрального исчисления. Т. II. – 7-е изд., стер. – М.: Наука, 1970. – 800 с.

References

1. Amyx, J. W., Bass, D. M., & Whiting, R. Z., Jr. (1960). Petroleum reservoir engineering. Physical properties. New York, McGraw-Hill. (In English). Available at: <http://dspace.bhos.edu.az/jspui/handle/123456789/1765>.

2. Bol'shakov, Yu. Ya. (1995). Teoriya kapillyarnosti neftegazonakopleniya. Novosibirsk, Nauka Publ., 184 p. (In Russian).
3. Dobrynin, V. M., Kovalev, A. G., Kuznetsov, A. M., & Chernoglazov, V. N. (1988). Fazovye pronitsaemosti kollektorov nefiti i gaza. Moscow, VNIIOENG Publ., 55 p. (In Russian).
4. Vendel'shteyn, B. Yu. (1979). Geofizicheskie kriterii produktivnogo neftyanogo kollektora, osnovannye na zakonakh fazovoy pronitsaemosti. Voprosy petrofiziki i interpretatsii rezul'tatov geofizicheskikh issledovaniy skvazhin v neftegazonosnykh kollektorakh: trudy MINKH i GP. Moscow, pp. 20-30. (In Russian).
5. Craig F. F., Jr. (1971). The reservoir engineering aspects of waterflooding. U.S.A., Amoco Production Company. Available at: <https://store.spe.org/Reservoir-Engineering-Aspects-Of-Waterflooding--P68.aspx>.
6. Doroginskaya, L. M., Dergacheva, T. N., Anashkin, A. R., Kolyvanov, A. I., Kushnarev, S. V., Khudyakova, L. D., & Romanova, E. A. (2007). Kolichestvennaya otsenka dobyvnykh kharakteristik kollektorov nefiti i gaza po petrofizicheskim dannym i materialam GIS. Tomsk, Scientific & Technical Translations Publ., 278 p. (In Russian).
7. Kropotov, O. N., Ruchkin, A. B., Yatsenko, G. G., & Kozyar, V. F. (1983). Metodika otsenki kharaktera nasyshchennosti plastov i prognozirovaniya sostava pritoka po dannym karotazha. Oil and gas geology, (2), pp. 33-38. (In Russian).
8. Lomeland, F., Ebeltoft, E., Thomas, W. H. (2005). A new versatile relative permeability correlation. Reviewed Proceedings of the 2005 International Symposium of the SCA (Abu Dhabi, United Arab Emirates, 31 October – 2 November). pp. 32. (In English).
9. Mal'shakov, A. V., & Efimov, V. A. (1991). Pronitsaemost' i perkolyatsionnye svoystva porovogo prostranstva osadochnykh gornykh porod. Inzhenernyy zhurnal, 61(4), pp. 635-640. (In Russian).
10. Petersil'e, V. I., Poroskun, V. I., Yatsenko, G. G. (Eds) (2003). Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefiti i gaza ob'emnym metodom. Moscow - Tver: VNIGNI, Tver'geofizika NPTS, 258 p.
11. Nekrasov, A. S., & Luppov, V. I. (2016). Oil-and-gas deposit water-oil contact position validation using relative phase permeabilities curves. Karotazhnik, (10(268)), pp. 65-73. (In Russian).
12. Mulyavin, S. F. (2012). Osnovy proektirovaniya razrabotki neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. Tyumen: TyumGNGU Publ., 215 p. (In Russian).
13. Pirson, S. J. Oil reservoir engineering. (1958). 2nd ed. New York, McGraw-Hill. (In English).
14. Pirson, S. J. (1963). Handbook of well log analysis for oil and gas formation evaluation. U.S.A. (In English). Available at: <https://www.osti.gov/biblio/7351209>.
15. Petersil'e, V. I., Belov, Yu. A., Veselov, M. F., & Gorbunova, S. P. (1982). K voprosu otsenki parametrov perekhodnoy zony s ispol'zovaniem krivykh kapillyarnogo davleniya, (242). Moscow, VNIGNI Publ., pp. 63-71. (In Russian).
16. Ruchkin, A. V., Fomenko, V. G., Danilova, N. N., Kropotov, O. N., Akhiyarov, V. Kh., Khafizov, F. Z., & Petersil'e, V. I. Opredelenie parametrov plastov s bol'shimi perekhodnymi zonami po dannym GIS. (1986). Moscow: VNIIMS Publ., 55 p. (In Russian).
17. Wolcott, D. (2009). Applied waterflood field development. Houston, Energy Tribune Publishing Inc. (In English).
18. Fomenko, V. G. (1993). Kriterii dlya razdeleniya kollektorov po nasyshchennosti i prognozirovaniya sostava ozhidaemykh iz nikh pritokov pri ispytaniyakh. Oil and gas geology, (5), pp. 50-55. (In Russian).
19. Mikhalkov, S. G., Zosimov, F. N., Shagimardanova, O. I., Zuyeva, N. I., & Mulyavin, S. F. (2012). Geologo-petrofizicheskie osobennosti obosnovaniya parametrov FES Severo-Ledovogo mestorozhdeniya. Gornye vedomosti, (3), pp. 58-72. (In Russian).
20. Fiktengol'ts, G. M. (1970). Kurs differentsial'nogo i integral'nogo ischisleniya. Tom II. Moscow, Nauka Publ., 800 p. (In Russian).

Сведения об авторе

Строянецкая Галина Евгеньевна, старший преподаватель кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: galina_Stro@mail.ru

Information about the author

Galina E. Stroyanetskaya, Senior Lecturer at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, e-mail: galina_Stro@mail.ru