

УДК 553.982

**Анализ эффективности моделей переходных зон для определения
коэффициентов нефтенасыщенности и положения
контакта углеводородов с водой**

Г. Е. Строянецкая

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

Аннотация. При интерпретации геолого-геофизической информации находят применение модели переходных зон, являющиеся графиками зависимостей коэффициентов водонасыщенности коллекторов от высоты залегания их над уровнем с нулевым капиллярным давлением с учетом геолого-геофизического параметра. Данные модели не рекомендуются для оценки коэффициентов нефтенасыщенности коллекторов в переходной зоне. Высоту залегания коллектора над уровнем с нулевым капиллярным давлением можно оценить по модели переходной зоны, в которой учитываются значения коэффициентов остаточной водонасыщенности коллекторов, но только при подтверждении модели переходной зоны данными капилляриметрических исследований на керне.

Ключевые слова: керн; нефтенасыщенность; остаточная водонасыщенность; граничное значение коэффициента водонасыщенности; капилляриметрия

**Analysis of the efficiency of models of transition zones to determine
oil-saturation factors and position of contact of hydrocarbons with water**

Galina E. Stroyanetskaya

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

Abstract. The article is devoted to the usage of models of transition zones in the interpretation of geological and geophysical information. These models are graphs of the dependences of oil-saturation factors of the collectors on their height above the level with zero capillary pressure, taking into account the geological and geophysical parameter. These models are not recommended for estimating oil-saturation factors of collectors in the transition zone. The height of occurrence of the collector above the level of zero capillary pressure can be estimated from model of the transition zone that take into account the values of the coefficients of residual water saturation factor of the collectors, but only when the model of the transition zone is confirmed by data capillarimetry studies on the core.

Key words: core; oil-saturation; residual water saturation; the boundary value of the coefficient of water saturation; capillarimetry

Введение

При интерпретации геолого-геофизической информации находят применение модели переходных зон (МПЗ) [1–16]. Они представляют собой кросспло-

ты значений коэффициентов водонасыщенности коллекторов (K_e) от высоты (H) залегания их над уровнем с нулевым капиллярным давлением (ЗЧВ). При построении МПЗ учитываются фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов: открытая пористость (K_n), эффективная пористость ($K_{n.эф}$), абсолютная газопроницаемость (K_{np}), водоудерживающая способность ($K_{вс}$), неснижаемая остаточная водонасыщенность ($K_{во}$).

Модели переходных зон используют для различных целей, в том числе для определения коэффициентов нефтенасыщенности (K_n) маломощных коллекторов в переходной зоне, положения условных структурных поверхностей относительно ЗЧВ [7] (в зависимости от ФЕС пород), которым соответствуют граничные или иначе критические значения K_e продуктивных коллекторов. Граничные значения K_e ($K_{e.гп}$) — это такие K_e :

- при которых и меньше которых из коллекторов при испытании получают безводные углеводороды (УВ); данные значения K_e принято обозначать K_e^* ;
- при превышении которых из коллекторов при испытании получают притоки воды; данные значения K_e принято обозначать K_e^{**} ;
- которые соответствуют положению водонефтяного контакта (ВНК) или газовойдынного контакта (ГВК); данные значения K_e принято обозначать $K_e^{гп}$.

При $K_e = K_e^{гп}$ из пластов получают промышленные притоки УВ с водой. В общем виде МПЗ можно записать так:

$$H = f(K_e, K_n) \text{ или } K_e = f(H, K_n), \quad (1)$$

$$H = f(K_e, K_{np}) \text{ или } K_e = f(H, K_{np}), \quad (2)$$

$$H = f(K_e, K_{во}) \text{ или } K_e = f(H, K_{во}), \quad (3)$$

$$H = f(K_e, K_{вс}^u) \text{ или } K_e = f(H, K_{вс}^u), \quad (4)$$

$$H = f(K_e, K_{n.эф}) \text{ или } K_e = f(H, K_{n.эф}), \quad (5)$$

где $K_{вс}^u$ — коэффициент водоудерживающей способности по данным центрифугирования.

Коэффициенты $K_{вс}^u$ и $K_{во}$ примерно равны, если коллекторы неглинистые. Для глинистых коллекторов $K_{вс}^u > K_{во}$ [17]. Значения $K_{во}$ коллектора устанавливают по данным капилляриметрии керна путем построения графика зависимости (рис. 1) капиллярного давления в керне при лабораторных условиях ($P_k^{лаб}$) от текущего K_e (табл. 1, колонки 1 и 2). Стабилизация значений K_e при возрастающем $P_k^{лаб}$ свидетельствует о том, что $K_e = K_{во}$.

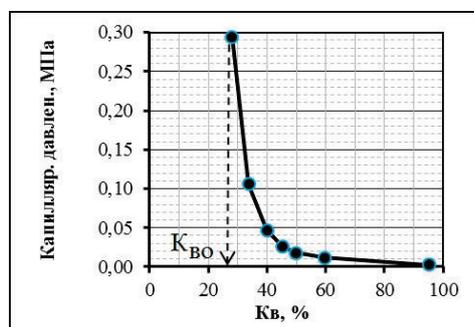


Рис. 1. Зависимость $P_k^{лаб} = f(K_e)$ для образца керна

Данные по образцу керна, необходимые при построении МПЗ

Пласт AC_9^1 . Образец 362. $K_n = 23,8\%$; $K_n \approx 24\%$; $K_{во} = 28,1\%$;				
$K_{во} \in (25-30)\%$; $K_{np} = 248,5 \cdot 10^{-15}, \text{ м}^2$; $K_{np} \in (200-300) \cdot 10^{-15}, \text{ м}^2$				
$P_K^{лаб}$, МПа	$K_v, \%$	$\sigma_n, \text{ г/см}^3$	$\sigma_v, \text{ г/см}^3$	Н, м
0,003	95,1	0,894	1,0	1,1
0,012	59,5	0,894	1,0	4,2
0,018	49,9	0,894	1,0	6,4
0,026	45,4	0,894	1,0	9,2
0,047	39,9	0,894	1,0	16,6
0,106	33,8	0,894	1,0	37,5
0,294	28,1	0,894	1,0	104,0

Примечание. $P_K^{лаб}$ — капиллярное давление в образце при лабораторных условиях при текущем коэффициенте водонасыщенности (K_v); σ_n — плотность нефти в пластовых условиях; σ_v — плотность воды в пластовых условиях; Н — высота залегания прослоя коллектора над уровнем с нулевым капиллярным давлением.

При построении МПЗ необходимо устанавливать высоты (Н) расположения коллекторов над ЗЧВ в зависимости от их K_v и ФЕС. Значения K_v коллекторов принимают равными получаемым при капилляриметрических исследованиях керна (см. табл. 1, колонка 2), а соответствующие им Н вычисляют по формуле [14]:

$$H = 10 \cdot \frac{P_K^{лаб} \cdot \delta_{пл}}{(\rho_v - \rho_n) \cdot \delta_{лаб}}, \quad (6)$$

где $\delta_{пл}$ — поверхностное натяжение на границе раздела «нефть — вода» при пластовых условиях, дин/см или Н/м (справочная величина 27–30 дин/см); $\delta_{лаб}$ — поверхностное натяжение на границе раздела «газ — вода» в лабораторных условиях, дин/см или Н/м (справочная величина 72 дин/см); $P_K^{лаб}$ — капиллярное давление в образце в лабораторных условиях при определенном коэффициенте его водонасыщенности, МПа.

Объект и методы исследования

При построении МПЗ составляют таблицу типа 1. Поскольку МПЗ — это кроссплот, то при его создании значения какого-то параметра можно представить в виде условных обозначений. В МПЗ вида (1)–(5):

- значения K_n , $K_{н.эф}$ образцов керна можно округлить до целых чисел и каждому числу поставить в соответствие условное обозначение (рис. 2, 3);
- интервалы изменения $K_{во}$, K_{np} можно разбить на последовательные подынтервалы; значениям $K_{во}$, K_{np} , попадающим в разные подынтервалы, присвоить разные условные обозначения (рис. 4, 5).

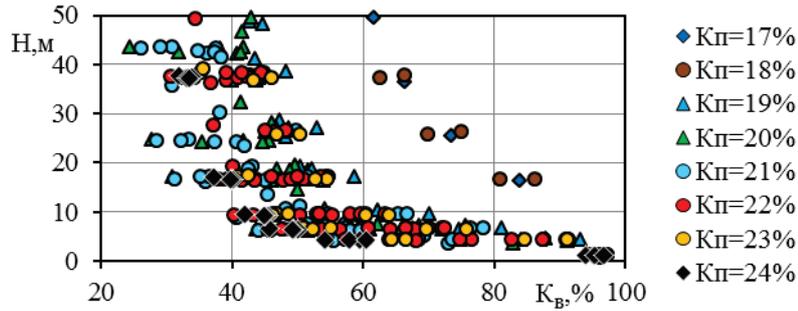


Рис. 2. Сопоставление K_e с H с учетом K_n

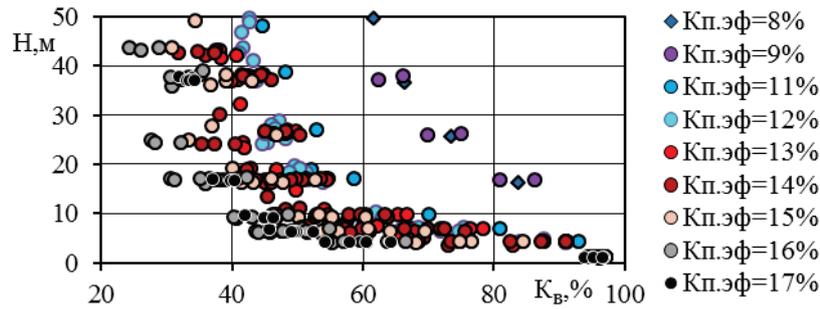


Рис. 3. Сопоставление K_e с H с учетом $K_{н.эф}$

Для практического использования МПЗ необходимо получить уравнения зависимостей H от K_e или K_e от H с учетом величины третьего параметра, например, K_n , $K_{н.эф}$, $K_{пр}$, $K_{во}$. Получить их для МПЗ вида $H = f(K_e, K_n)$, $K_e = f(H, K_n)$, $H = f(K_e, K_{н.эф})$, $K_e = f(H, K_{н.эф})$ не представляется возможным, поскольку четких зависимостей H от K_e при $K_n = \text{const}$ и H от K_e при $K_{н.эф} = \text{const}$ не просматривается (см. рис. 2, 3). Слабые зависимости наблюдаются между H и K_e с учетом $K_{пр}$ (см. рис. 4), H и K_e с учетом $K_{во}$ (см. рис. 5).

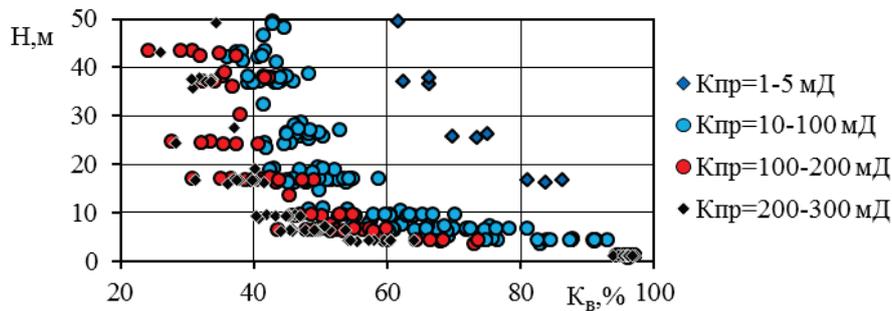


Рис. 4. Сопоставление K_e с H с учетом $K_{пр}$

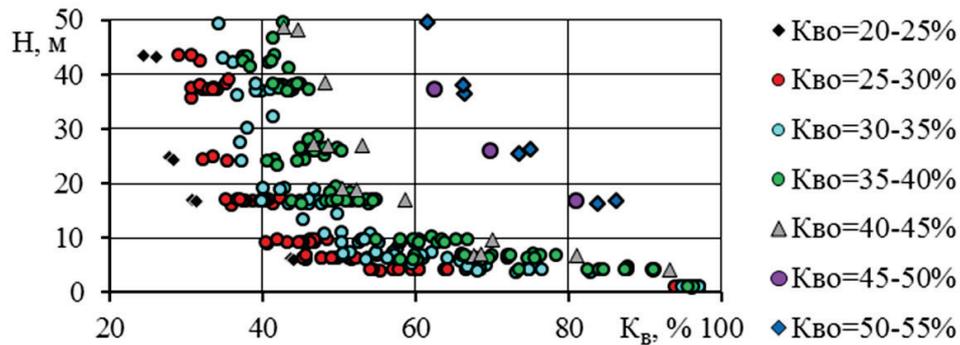


Рис. 5. Сопоставление $K_{\text{в}}$ с H с учетом $K_{\text{во}}$

Для оценки $K_{\text{нр}}$ маломощных коллекторов можно использовать гаммакаротаж, метод потенциалов собственной поляризации. Получаемое значение $K_{\text{нр}}$ по этим методам может отличаться от действительного на порядок. В связи с этим МПЗ вида $H = f(K_{\text{в}}, K_{\text{нр}})$ не рекомендуется для определения $K_{\text{н}}$ коллекторов в переходной зоне.

Для выяснения эффективности кроссплотов $H = f(K_{\text{в}}, K_{\text{во}})$ для целей определения $K_{\text{н}}$ маломощных коллекторов массивы точек в них усреднены линиями регрессий степенных зависимостей (рис. 6) и экспоненциальных (рис. 7) вида [6]:

$$K_{\text{в}} = K_{\text{во}} + (100 - K_{\text{во}}) \cdot \exp(A \cdot H), \quad (7)$$

где A — коэффициент, зависящий от ФЕС пород, и принимает следующие значения: $-0,18$ при $K_{\text{во}} = 20 \div 25 \%$; $-0,17$ при $K_{\text{во}} = 25 \div 30 \%$; $-0,12$ при $K_{\text{во}} = 30 \div 35 \%$; $-0,11$ при $K_{\text{во}} = 40 \div 45 \%$, $45 \div 50 \%$, $50 \div 55 \%$, $55 \div 60 \%$.

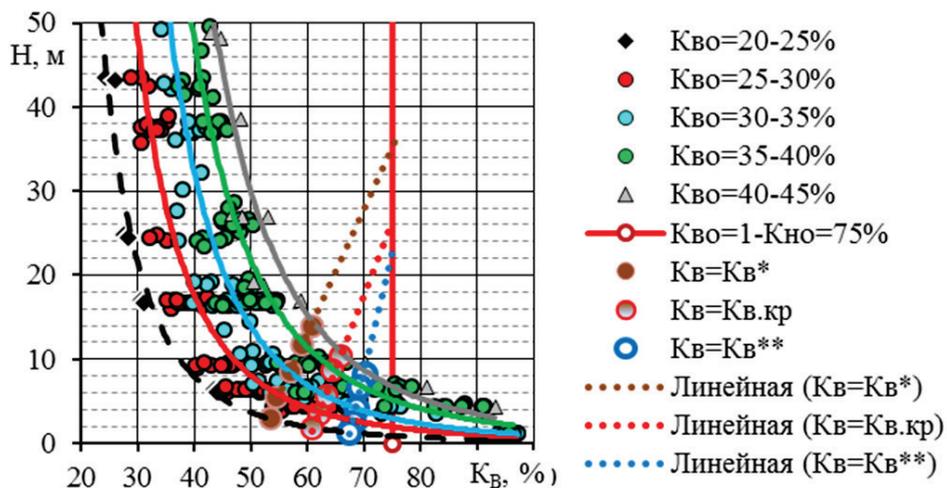


Рис. 6. Модель переходной зоны вида $H = f(K_{\text{в}}, K_{\text{во}})$ с трендами степенных зависимостей

Из рисунков 6 и 7 видно, что абсолютная погрешность определения K_v через H с учетом $K_{во}$ не менее 5 % при $H > 10$ м. При $H < 10$ м абсолютная погрешность K_v до 10 %. При такой погрешности в определении K_v использовать $H = f(K_v, K_{во})$ для оценки K_n маломощных коллекторов в переходной зоне не рекомендуется.

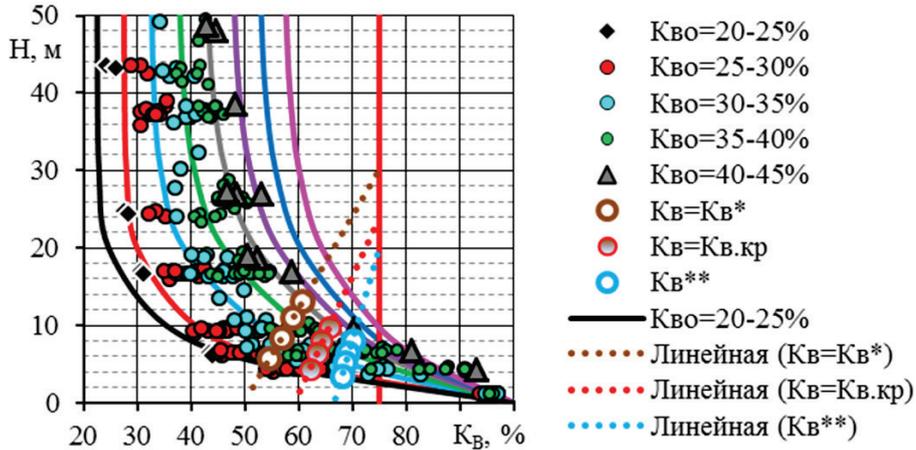


Рис. 7. Модель переходной зоны вида $H = f(K_v, K_{во})$ с трендами уравнения (7)

По данным работы [7] МПЗ позволяют оценивать возможные колебания условных структурных поверхностей относительно ЗЧВ, которым соответствуют граничные значения $K_v(K_{в.зр})$: K_v^* , $K_v^{кр}$ (ВНК, ГВК), K_v^{**} .

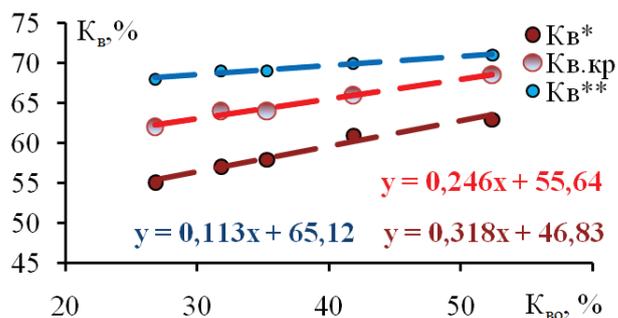
Для построения в МПЗ, представленных на рисунках 6 и 7, графиков зависимостей $H = f(K_v^*)$, $H = f(K_v^{кр})$, $H = f(K_v^{**})$ были определены $K_{в.зр}$ (табл. 2) продуктивных коллекторов (K_v^* , $K_v^{кр}$, K_v^{**}) на основе капилляриметрии зерна и формул Бурдайна [18]. По данным таблицы 2 построены графики зависимостей (рис. 8) $K_{в.зр} = f(K_{во})$, которые использованы для оценки $K_{в.зр}$ некоторых образцов зерна.

Таблица 2

Граничные значения коэффициентов водонасыщенности коллекторов

Номер образца	$K_n, \%$	$K_{пр}, мД$	$K_{во}, \%$	$K_v^*, \%$	$K_v^{кр}, \%$	$K_v^{**}, \%$
373	20,9	129	31,8	57	64	69
372	23,5	270	26,8	55	62	68
374	19,7	63,4	35,3	58	64	69
381	18,5	15,6	41,8	61	66	70
519	17,2	2,76	52,4	63	68,5	71

Рис. 8.
Графики зависимостей
 $K_{\epsilon}^{**} = f(K_{\epsilon o})$,
 $K_{\epsilon}^{kp} = f(K_{\epsilon o})$, $K_{\epsilon}^* = f(K_{\epsilon o})$



Результаты

По кроссплотам $H = f(K_{\epsilon}, K_{\epsilon o})$ видно, что линии значений H от $K_{\epsilon} = K_{\epsilon.zp}$ с учетом $K_{\epsilon o}$ ограничены снизу. По данным керна минимальное значение H (H_{\min}) для всех условных структурных поверхностей с $K_{\epsilon} = K_{\epsilon.zp}$ составляет 4 м (см. рис. 6, 7). Если учесть линию тренда степенной зависимости для $K_{\epsilon o} = 20 \div 25$ % в МПЗ на рисунке 6, то H_{\min} для структурной поверхности, которой соответствуют значения K_{ϵ}^* ; составляет 3 м, K_{ϵ}^{kp} — 2 м (ВНК, ГВК), K_{ϵ}^{**} — 1 м.

Линии (см. рис. 6, 7) $H = f(K_{\epsilon.zp}, K_{\epsilon o})$ ограничены сверху значением H_{\max} . При $K_{\epsilon o} = 40 \div 45$ % значение H_{\max} для структурной поверхности, которой соответствуют значения K_{ϵ}^* , составляет 8 ÷ 9 м, K_{ϵ}^{kp} — 10 ÷ 11 м (ВНК, ГВК), K_{ϵ}^{**} — 13 ÷ 5 м в зависимости от вида линий регрессий усредняющих массивы точек с $K_{\epsilon o} = \text{const}$. При увеличении $K_{\epsilon o}$ значение H_{\max} возрастает и при предельном $K_{\epsilon o} = 100 - K_{\epsilon o} = 75$ % для структурной поверхности, которой соответствуют значения K_{ϵ}^* , составляет 20 ÷ 22 м, K_{ϵ}^{kp} — 23 ÷ 26 м (ВНК, ГВК), K_{ϵ}^{**} — 29 ÷ 36 м в зависимости от вида линий регрессий для массивов точек в МПЗ. На величину H_{\max} влияют погрешности в $K_{\epsilon.zp}$. Они приводят к изменению угла наклона линий $H = f(K_{\epsilon} = K_{\epsilon.zp})$ и, следовательно, к изменению H_{\max} .

Модель переходной зоны вида $H = f(K_{\epsilon}, K_{\epsilon o})$ может использоваться для оценки расстояний условных структурных поверхностей от ЗЧВ, которым соответствуют K_{ϵ}^* , K_{ϵ}^{kp} , K_{ϵ}^{**} , но при условии надежно установленных $K_{\epsilon.zp}$ и в пределах наличия достоверных капилляриметрических исследований на образцах керна.

Для практического использования можно рекомендовать пределы изменения $H = f(K_{\epsilon} = K_{\epsilon.zp})$, установленные по кроссплотам $H = f(K_{\epsilon}, K_{\epsilon o})$, для коллекторов с высокими и средними ФЕС. При этом усреднение массивов точек при $K_{\epsilon o} = \text{const}$ в этих кроссплотах может проводиться трендами степенных уравнений или экспоненциальных вида (7).

При установлении абсолютной отметки ВНК, ГВК необходимо учитывать не только ФЕС коллекторов [7], но и погрешности в записи инклинометрии, погрешности в глубинах на диаграммах геофизических исследований скважин (ГИС), влияние разработки, гидродинамику [10].

Для определения K_n маломощных коллекторов в неоднородной пачке в практике интерпретации применяется формула С. Г. Комарова — В. Н. Дахнова [19]. Значение K_n единичного маломощного коллектора в переходной зоне, расположенного между двумя соседними коллекторами с установленными K_n , можно принять равным среднему арифметическому K_n верхнего и нижнего прослоев.

Выводы

- Рассмотренные модели переходных зон с дифференциацией по ФЕС не рекомендуются для оценки K_n маломощных прослоев в переходной зоне из-за отсутствия удовлетворительной связи между K_v коллекторов и высотой их залегания над уровнем с нулевым капиллярным давлением при постоянном значении ФЕС.

- Модель переходной зоны вида $H = f(K_v, K_{vo})$ может использоваться для оценки расстояний условных структурных поверхностей от ЗЧВ, которым соответствуют K_v^* , K_v^{kp} , K_v^{**} , но при условии надежно установленных $K_{v,gr}$ и в пределах наличия достоверных капилляриметрических исследований на образцах керна.

- При определении K_n коллекторов, установлении ВНК, ГВК практичнее использовать стандартные методики интерпретации ГИС.

Библиографический список

1. Антипин Я. О., Белкина В. А. Моделирование нефтенасыщенности залежей в полимиктовых коллекторах с использованием J-функции Леверетта // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 2. – С. 51–57.
2. Большаков Ю. Я. Теория капиллярности нефтегазоаккумуляции. – Новосибирск: Наука, 1995. – 184 с.
3. Гудок Н. С., Богданович Н. Н., Мартынов В. Г. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород: учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 592 с.
4. Грищенко М. А. Современные подходы к моделированию нефтенасыщенности сложнопостроенных залежей с целью создания гидродинамических моделей // Геология нефти и газа. – 2008. – № 5. – С. 45–51.
5. Грищенко М. А., Бикбулатова Т. Г. Современные подходы к моделированию насыщенности при создании геологических и фильтрационных моделей // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 12. – С. 18–21.
6. Грищенко М. А. Геометризация нефтяных залежей и математическое моделирование нефтеводонасыщенности на основе стадийности процессов нефтегазообразования (на примере месторождений Западной Сибири): Автореф. дис. канд. техн. наук. – Екатеринбург, 2008. – 23 с.
7. Проблема обоснования водонефтяного контакта по материалам геофизических исследований скважин при построении детальных геологических моделей / Т. Ф. Дьяконова [и др.] // Каротажник. – 2004. – № 3–4 (116–117). – С. 83–97.
8. 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.
9. Крэйг Ф. Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении / Пер. с англ.; под ред. В. Л. Данилова. – М.: Недра, 1974. – 192 с.
10. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200039442>.

11. Михайлов А. Н. Основные представления о переходных зонах и водяных контактах в неоднородных пластах // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – 2012. – № 1 (5). – С. 150–160.
12. Рекомендации к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья [Электронный ресурс]. – М.: ФБУ «ГКЗ», 2014. – 100 с. – Режим доступа: <http://gkz-rf.ru/uglevodorodnoe-syre>.
13. Capillary resistance and trapping of hydrocarbons: a laboratory experiment / G. M. G. Teige [et al.] // Petroleum Geoscience. – 2005. – Vol. 11, Issue 2. – P. 125–129. DOI: 10.1144/1354-079304-609
14. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В. И. Петерсилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. – М. — Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 258 с.
15. Хабаров, А. В. Методика интерактивного петрофизического моделирования нефтенасыщенных залежей нефти (по данным керна, ГИС и истории разработки месторождений салымской группы): Автореф. дис. канд. техн. наук. – М., 2010. – 30 с.
16. Хабаров А. В., Волокитин Я. Е. Оценка проницаемости терригенных пластов-коллекторов по керну, каротажу и промысловым данным // Каротажник. – 2009. – № 12 (189). – С. 167–211.
17. Корреляционные способы оценки количественного критерия «коллектор — неколлектор» месторождений Западной Сибири / Г. В. Таужнянский [и др.] // Каротажник. – 2005. – № 8 (135). – С. 5–11.
18. Количественная оценка добывных характеристик коллекторов нефти и газа по петрофизическим данным и материалам ГИС: моногр. / Л. М. Дорогиницкая [и др.]. – Томск: СТТ, 2007. – 278 с.
19. Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин: учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. – М.: Недра, 1982. – 448 с.

References

1. Antipin, Ya. O., & Belkina, V. A. (2016). Modeling oil saturation of polymict reservoir deposit using the J-function Leverett. Oil and Gas Territory, (2), pp. 51-57. (In Russian).
2. Bol'shakov, Yu. Ya. (1995). Teoriya kapillyarnosti neftegazonakopleniya. Novosibirsk, Nauka Publ., 184 p. (In Russian).
3. Gudok, N. S., Bogdanovich, N. N., & Martynov, V. G. (2007). Opredeleniye fizicheskikh svoystv neftevodosoderzhashchikh porod. Moscow, Nedra-Biznestsentr LLC, 592 p. (In Russian).
4. Grischenko, M. A. (2008). Advanced approaches to oil saturation modeling of complicated pools with the aim to build hydrodynamic models. Oil and gas geology, (5), pp. 45-51. (In Russian).
5. Grishchenko, M. A., & Bikbulatova, T. G. (2008). Modern approaches to saturation modeling when building geologic and filtration models. Oil Industry, (12), 18-21. (In Russian).
6. Grishchenko, M. A. (2008). Geometrizatsiya neftyanykh zalezhey i matematicheskoye modelirovaniye neftevodonasyschennosti na osnove stadiynosti protsessov neftegazoobrazovaniya (na primere mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri): Avtoref. diss. kand. tekhn. nauk. – Ekaterinburg, 23 p. (In Russian).
7. D'yakonova, T. F., Bilibin, S. I., Dubina, A. M., Isakova, T. G., & Yukanova, Ye. A. (2004). Problema obosnovaniya vodoneftyanogo kontakta po materialam geofizicheskikh issledovaniy skvazhin pri postroyenii detal'nykh geologicheskikh modeley. Karotazhnik, (3-4(116-117)), pp. 83-97. (In Russian).
8. 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).
9. Craig F. F., Jr. (1971). The reservoir engineering aspects of waterflooding. U.S.A., Amoco Production Company. (In English). Available at: <https://store.spe.org/Reservoir-Engineering-Aspects-Of-Waterflooding--P68.aspx>
10. Metodicheskiye ukazaniya po geologo-promyslovomu analizu razrabotki neftyanykh i gazoneftnyanykh mestorozhdeniy. (In Russian). Available at: <http://docs.cntd.ru/document/1200039442>

11. Mikhailov, A. N. (2012). The main ideas of transitional zones and water contacts in non-uniform stratums. Mineral resources. Geological power energy. Geopolitics, (1(5)), pp. 150-160. (In Russian).
12. Rekomendatsii k metodike postroyeniya geologicheskikh modeley pri podschete zapasov uglevodorodnogo syr'ya (2014). Moscow, GKZ Publ., 100 p. (In Russian). Available at: <http://gkz-rf.ru/uglevodorodnoe-syre>.
13. Teige, G. M. G., Hermanrud, Ch., Thomas, W. H., Wilson, O. B., & Nordgård Bolås, H. M. (2005). Capillary resistance and trapping of hydrocarbons: a laboratory experiment. Petroleum Geoscience, 11(2), pp. 125-129. (In English). DOI: 10.1144/1354-079304-609
14. Petersil'e, V. I., Poroskun, V. I., Yatsenko, G. G. (Ed.) (2003). Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefti i gaza ob'emnym metodom. Moscow - Tver, VNIGNI, Tver'geofizika NPTS, 258 p. (In Russian).
15. Khabarov, A. V. (2010). Metodika interaktivnogo petrofizicheskogo modelirovaniya neftenasyschennykh zalezhey nefti (po dannym kerna, GIS i istorii razrabotki mestorozhdeniy salymskoy gruppy): Avtoref. diss. kand. tekhn. nauk. Moscow, 30 p. (In Russian).
16. Khabarov, A. V., & Volokitin, Ya. E. (2009). Evaluation of terrigenous reservoir permeability from core, logs and production data. Karotazhnik, (12(189)), pp. 167-211. (In Russian).
17. Tazhnyansky, G. V., Rumack, N. P., & Selivanova, E. E. (2005). Correlation methods of quantitative criterion evaluation of "reservoir - non-reservoir" deposits of Western Siberia. Karotazhnik, (8(135)), pp. 5-11. (In Russian).
18. 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 nefti i gaza po petrofizicheskim dannym i materialam GIS. Tomsk, Scientific & Technical Translations Publ., 278 p. (In Russian).
19. Dakhnov, V. N. (1982). Interpretatsiya rezul'tatov geofizicheskikh issledovaniy razrezov skvazhin. 2nd edition, revised. Moscow, Nedra Publ., 448 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