УДК 622.276

ЗАВИСИМОСТЬ КОЭФФИЦИЕНТОВ НАСЫЩЕННОСТИ ОТ ВРЕМЕНИ И КООРДИНАТ

DEPENDENCE OF COEFFICIENTS OF SATURATION ON TIME AND COORDINATES

В. А. Коротенко, Н. П. Кушакова, С. А. Леонтьев, М. И. Забоева, М. А. Александров

V. A. Korotenko, N. P. Kushakova, S. A. Leontyev, M. I. Zaboeva, M. A. Alexandrov

Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень

Ключевые слова: коэффициент водонасыщенности; радиус области заводнения; низкопроницаемый пропласток

Key words: water saturation factor; radius of flooding; low permeability seam

Основным методом увеличения нефтеотдачи является заводнение нефтяных объектов. Закачиваемая в пласт вода исполняет две функции: первая поддерживает пластовое давление (ППД), вторая вытесняет нефть к забоям добывающих скважин. Поскольку коллектора по проницаемости неоднородны как по площади, так и по толщине, распределение водонасыщенности и нефтенасыщенности на разных участках разрабатываемого объекта могут существенно отличаться. Что приводит к остаточным подвижным, но неизвлеченным запасам нефти. Существуют различные методики и гидродинамические модели, позволяющие оценить распределение остаточных запасов, основанные на количественной оценке коэффициентов насыщенности. Для описания двухфазной фильтрации широко применяется функция Бакли — Леверетта [1, 2, 3]. Связь

между функцией Бакли — Леверетта, ее производной и коэффициентом водонасыщенности *s* получают из уравнений неразрывности фильтрации двухфазной среды. В работе [4] приводится обобщенная функция Бакли — Леверетта, позволяющая учесть долю движущейся воды в потоке жидкости при нарушении закона Дарси.

$$f_1 = \frac{k_1^*(s)}{k_1^*(s) + \mu_0 k_2^*(s) D},\ D = 1 + \frac{\frac{\partial P_k}{\partial r}}{\frac{\partial p_1}{\partial r} + g},\ \frac{\partial p_2}{\partial r} = \frac{\partial p_1}{\partial r} \pm \frac{\partial P_k}{\partial r}. \quad (1)$$

Индекс «1» относится к воде, индекс «2» относится к нефти, $k_1^*(s), k_2^*(s)$ — относительные фазовые проницаемости (ОФП), $\frac{\partial p_2}{\partial r}, \frac{\partial p_1}{\partial r}, \frac{\partial P_k}{\partial r}$ — градиенты давления нефти, воды и капиллярного давлений соответственно, μ_0 — отношение динамических вязкости воды и нефти, g — начальный градиент давления, r — координата. ОФП и капиллярное давление являются функциями коэффициента водонасыщенности *s*, который, в свою очередь, зависит от технологических условий, созданных на забое нагнетательной скважины — приемистости, репрессии. С другой стороны, на величину и распределения *s* будут влиять физические свойства коллектора, его геологическое строение. Обычно *s* определяют лабораторными методами или интерпретацией геофизических исследований скважин. Если значение коэффициента водонасыщенности *s(t)* известно, то можно определить текущий коэффициент нефтенасыщенности $s_n(t) = 1 - s(t)$, и тем самым определить подвижные запасы нефти в пласте.

В работе [5] приведен аналитический способ определения *s* как функции физических параметров, для залежей, содержащих маловязкие нефти. Зависимость коэффициента водонасыщенности от давления после преобразований сводится к дифференциальному уравнению

$$\frac{ds}{dp} = \Delta\beta s(1 - s), \quad (2)$$

$\Delta\beta = \beta_n - \beta_b$, β_n, β_b — коэффициенты сжимаемости нефти и воды. Решение (2) имеет вид

$$s = \frac{C \exp(\Delta\beta p)}{1 + C \exp(\Delta\beta p)}, \quad (3)$$

где *C* — константа интегрирования.

Рассмотрим два случая задания начальных условий на забое нагнетательной скважины.

1) Пусть начальное значение коэффициента водонасыщенности — до начала закачки — соответствует коэффициенту остаточной водонасыщенности s_0 и по мере нагнетания в пласт воды коэффициент водонасыщенности на забое нагнетательной скважины возрастает. Приближенное решение имеет вид

$$s = s_0[1 + (1 - s_o)\Delta\beta\Delta p], \quad (4)$$

$\Delta p = p - p_0$, репрессия на пласт, p — текущее давление на забое нагнетательной скважины, p_0 — начальное пластовое давление. Решение (4) справедливо для определения текущего коэффициента водонасыщенности для начального этапа работы нагнетательной скважины. На фронте вытеснения нефти водой $\Delta p = 0$, $s = s_0$. На забое коэффициент водонасыщенности с течением времени возрастает и при $t = t^*$ становится равен предельному, критическому s^*, при котором фильтрация нефти прекращается. Если известны s^* и зависимость давления нагнетания от технологических показателей и времени, то из (4) можно определить t^*.

2). Зададим начальное условие в виде: $p = p_c$ — давление на забое нагнетательной скважины, $s = s^*$, то есть, подвижная нефть в окрестностях ПЗП отсутствует. Приближенное решение в данном случае имеет вид

$$s = s^*[1 + (1 - s^*)\Delta\beta(\Delta p - \Delta p_c)], \quad (5)$$

где $\Delta p_c = p_c - p_0$. Отметим, что в этом случае насыщенность на фронте вытеснения s_f не равна s_0, будет больше, что соответствует классической модели двухфазной фильтрации Бакли — Леверетта. Действительно, при $\Delta p = 0$ $s_f = s^*[1-(1-s^*)\Delta\beta\Delta p_c]$.

Давление нагнетания воды в пласт для плоскорадиальной фильтрации при выполнении закона Дарси описывается соотношением

$$\Delta p = p\ (r,t) - p_o = -q\left(1 - \frac{r}{R(t)} + \ln\frac{r}{R(t)}\right), \qquad (6)$$

где $q = \dfrac{Q}{2\pi\varepsilon}$, Q — расход нагнетаемой в пласт воды, $\varepsilon = \dfrac{k_b h}{\mu_b}$ — коэффициент гидропроводности воды, $R(t)$ — текущий радиус фронта вытеснения нефти водой, полученный методом интегральных соотношений Г. И. Баренблатта равен $R(t) = \sqrt{12\chi t}$, где $\chi = \dfrac{k_b}{\mu_b \beta^*}$ — коэффициент пьезопроводности воды, β^* — коэффициент упругоемкости воды.

Ниже предлагается несколько другой подход определения s, основанный на следующих предположениях. Первое — водонасыщенность на забое нагнетательной скважины принимает значение равное критическому — s^*, при котором фильтрация нефти отсутствует. По мере удаления от забоя нагнетательной скважины значение s убывает. Второе предположение: на границе фронта вытеснения нефти водой коэффициент водонасыщенности равен начальному остаточному значению s_0. Заметим, что в классической модели Бакли — Леверетта коэффициент водонасыщенности на фронте вытеснения s_f больше s_0, и распределение водонасыщенности имеет скачок. Третье — для плоскорадиальной фильтрации флюидов, основные параметры (давление, температура), содержат слагаемые, зависящие от логарифма. Логично предположить, что и коэффициент водонасыщенности также содержит подобное слагаемое. Отметим, что распределение коэффициента водонасыщенности, удовлетворяющего двум первым предположениям для линейного вытеснения, получено в [6]. Исходя из этих допущений, коэффициент водонасыщенности ищем в виде

$$s(r,t) = C + C_0 \ln\frac{r}{R(t)} + C_1\frac{r}{R(t)},$$

где C, C_0, C_1 — неизвестные параметры, при следующих граничных условиях:

$$s(r_c,t) = s_0 + (s^* - s_0)\eta(t), \qquad s(R,t) = s_0, \frac{\partial s}{\partial r}\Big|_{r=R} = 0,$$

где $\eta(t)$ — функция Хэвисайда, $\eta(0) = 0$, при $t > 0$ $\eta(t)=1$.

Выражение для определения коэффициента водонасыщенности примет вид

$$s(r,t) = s_0 + (s^* - s_0)\eta(t)\frac{1 - \dfrac{r}{R} + \ln\dfrac{r}{R(t)}}{1 - \dfrac{r_c}{R(t)} + \ln\dfrac{r_c}{R(t)}}. \qquad (7)$$

Из выражения (6) следует, что при $r = r_c$ и переменном r, (7) можно представить в виде

$$s(r\ ,t) = s_0 + (s^* - s_0)\frac{\Delta p(r,t)}{\Delta p(r_c,t)} = s_0 + (s^* - s_0)\frac{1 - \dfrac{r}{R(t)} + \ln\dfrac{r}{R(t)}}{1 - \dfrac{r_c}{R(t)} + \ln\dfrac{r_c}{R(t)}}. \qquad (8)$$

Таким образом, значения коэффициента водонасыщенности в области заводнения можно определить, не рассчитывая изменения давления.

Из (7) и (8) видно, что коэффициент водонасыщенность явно не зависит от расхода закачиваемой воды Q и q, физических свойств флюидов, ФЕС пласта. Но, с другой стороны, радиус вытеснения $R(t)$ зависит от коэффициента пьезопроводности $\chi = \frac{k_b}{\mu\beta^*}$, которым учитываются и ФЕС пласта, и свойства закачиваемого флюида. Приемистость Q прямо пропорциональна коэффициенту проницаемости и должна ему соответствовать. Если приемистость превышает предельное значение, то из (6) следует, что создаваемая репрессия может превысить предел прочности породы и привести к образованию техногенных трещин, к преждевременному, неожидаемому обводнению пласта. Следовательно, в (7) и (8) имеет место неявная зависимость между технологическими, физическими параметрами и коэффициентом водонасыщенности.

В примере 1 приведены расчеты изменения коэффициента s по формулам (4),(5),(7), дан сравнительный анализ результатов применения соответствующих формул.

Пример 1. Коэффициент абсолютной проницаемости $k_0 = 100*10^{-15} м^2$, максимальное значение ОФП коллектора по воде $k_{bm}^* = 0,4$, $s_0 = 0,2$, $s^* = 0,7$, $\beta_b = 2*10^{-4}$ МПа$^{-1}$, $\beta_n = 10*10^{-4}$ МПа$^{-1}$, $\beta_c = 10^{-4}$ МПа$^{-1}$, $m_0 = 0,2$, $\mu_b = 1$ мПас, $h = 10$ м, $Q = 200$ м^3/сут., $r_c = 0,1$ м. Результаты расчетов приведены в таблице 1.

Таблица 1

Расчет коэффициентов водонасыщенности s(t) по формулам (4), (5), (7) в интервале времени от 0,5 суток до 6 лет для r =385м

t, сут	R(t), м	$\Delta p_c(r_c,t)$, МПа (6)	$\Delta p(r,t)$, МПа (6)	s(t) (4)	s(t) (5)	s(t) (7)
0,5	385	6,68	0,00	0,20000	0,69701	0,20000
1	544	7,00	0,05	0,20001	0,69689	0,20353
5	1217	7,74	0,43	0,20006	0,69672	0,22780
10	1721	8,06	0,66	0,20009	0,69669	0,24120
50	3849	8,80	1,29	0,20017	0,69663	0,27336
100	5443	9,12	1,58	0,20020	0,69662	0,28681
365	10398	9,72	2,15	0,20028	0,69661	0,31056
730	14705	10,04	2,46	0,20031	0,69660	0,32245
1095	18010	10,22	2,64	0,20034	0,69660	0,32913
1460	20797	10,36	2,77	0,20035	0,69660	0,33374
1825	23251	10,46	2,87	0,20037	0,69660	0,33726
2190	25470	10,54	2,95	0,20038	0,69660	0,34008

Во втором столбце приведен расчет радиуса вытеснения нефти водой по формуле Баренблатта. В третьем — изменение репрессии на забое нагнетательной скважины $r = r_c$.

В четвертом столбце — изменение репрессии на расстоянии $r = 385$ м от забоя. В пятом — результаты расчетов $s(t)$ по формуле (4). С ростом времени $s(t)$ увеличивается достаточно медленно. При $t = 365$ суток составляет $s = 0,20028$. В монографии [7] рассмотрен пример расчета технологических показателей разработки залежи высоковязкой нефти методом последовательной смены стационарных состояний (МПССС), разрабатываемой посредством закачки теплоносителя. Несмотря на отличия (существенные) в ФЕС, физических свойствах нефти, алгоритма расчета, для $t = 365$ сут средний коэффициент водонасыщенности $s = 0,2008$ близкий к полученному по формуле (4) для маловязкой нефти. Таким образом, формула (4) пригодна к употреблению для расчета коэффициента водонасыщенности с заменой Δp и Q на средние значения по залежи на первой стадии разработки и соответствует началу работы системы ППД. В шестом столбце — результаты расчетов $s(t)$ по формуле (5). Очевидно, что при начальном условии $s^* = 0,7$ водонасыщенность на расстоянии 385 м от забоя со временем практически не меняется. Следовательно, формула (5), несмотря на ее привлекательность, не применима для практических расчетов. В седьмом столбце приведены результаты определения $s(t)$ по формулам (7) и (8). При $t = 0,5$ сут радиус фронта вытеснения равен

385 м, $s(t) = s_0$. При $r = 385$ *м* с течением времени параметры $R(t)$ *и* $s(t)$ возрастают. Таким образом, если добывающая скважина находится на расстоянии *385 м* от нагнетательной, то $t = 0{,}5$ *суток* соответствует началу обводнения продукции. Но коэффициент водонасыщенности возрастает медленно, через 6 лет увеличится в 1,5 раза. Рассмотрим зависимость (8) подробнее.

На рис. 1 и 2 изображены изменения коэффициента водонасыщенности от времени и расстояния.

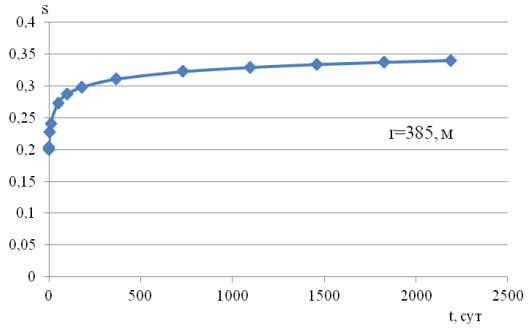

Рис. 1. ***Изменение коэффициента водонасыщенности во времени на расстоянии 385 м от забоя***

Из рис. 1 видно, что изменение коэффициента водонасыщенности для $r = 385$ *м* можно разбить на два временных интервала. На первом интервале, в течение первых двух лет, $s(t)$ увеличивается от начального значения *0,2 до 0,322*, на втором — наблюдается медленное асимптотическое возрастание от *0,322* до *0,340*. С убыванием расстояния до забоя нагнетательной скважины *(r = 200 м)*, первый временной интервал уменьшается и равен 1 году.

На рисунке 2 показан характер изменения коэффициента водонасыщенности в пласте через пять лет после начала заводнения.

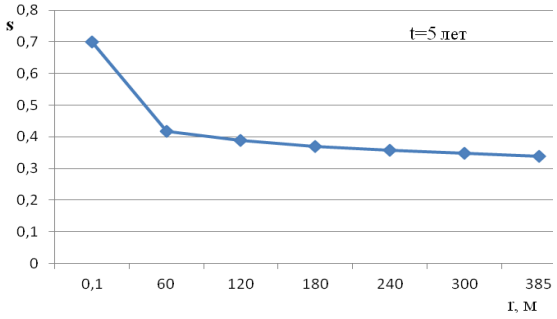

Рис. 2. ***Распределение коэффициента водонасыщенности s(t) в пласте от $r_c = 0{,}1$ м до r = 385 м через 5 лет***

В этом случае изменение коэффициента водонасыщенности $s(t)$ в пласте можно разбить на два участка. Первый участок от 0,1 до 60 м, на котором происходит резкое падение $s(t)$ от *0,7 до 0,412*, и второй, на котором $s(t)$ медленно убывает до *0,34*. Отметим, что с увеличением времени характер изменения $s(t)$ на первом участке останется прежним.

Для описания процессов фильтрации в сложнопостроенных коллекторах используются несколько основных физических моделей: модели Баренблатта — Желтова, Уоррена — Рутта, Полларда, Каземи. Воспользуемся последней. Рассмотрим слоисто-неоднородный пласт, состоящий из трех пропластков (прослоев) гидродинамически несвязанных. Общая закачка воды в такой сложнопостроенный коллектор будет распределяться пропорционально проницаемости пропластков.

Пример 2. Пусть абсолютные проницаемости и приемистости пропластков равны $k_{01} = 10$ *мД*, $Q_1 = 50$ *м*^{3}*/сут*, $k_{02} = 100$ *мД*, $Q_2 = 200$ *м*^{3}*/сут*, $k_{03} = 500$ *мД*, $Q_3 = 400$ *м*^{3}*/сут*. Остальные данные взяты из примера 1. Для определения изменения коэффициентов водонасыщенности в каждом пропластке воспользуемся формулой (8). Данные расчета приведены в таблице 2.

Таблица 2

Расчет коэффициентов водонасыщенности s(t) трех гидродинамически несвязанных пропластков по формуле (7) в интервале времени от 0,5 суток до 6 лет для r = 385 м

t, сут	Q=50 м^3/сут, k_0=10*10^{-15} м^2				Q=200 м^3/сут, k_0=100*10^{-15} м^2				Q=400 м^3/сут, k_0=500*10^{-15} м^2			
	R(t), м	$\Delta p_c(r_c,t)$, МПа	$\Delta p(r,t)$, МПа	s(t)	R(t), м	$\Delta p_c(r_c,t)$, МПа	$\Delta p(r,t)$, МПа	s(t)	R(t), м	$\Delta p_c(r_c,t)$, МПа	$\Delta p(r,t)$, МПа	s(t)
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*	*13*
0,5	122	14,059			385	6,683	0,000	0,2	861	0,000	0,093	0,216
1	172	14,856			544	7,002	0,049	0,204	1217	2,970	0,172	0,228
5	385	16,708	0,000	0,2	1217	7,743	0,430	0,228	2721	3,097	0,404	0,260
10	544	17,505	0,123	0,204	1721	8,062	0,664	0,241	3849	3,394	0,517	0,273
50	1217	19,358	1,076	0,228	3849	8,803	1,292	0,273	8606	3,521	0,793	0,304
100	1721	20,156	1,661	0,241	5443	9,123	1,584	0,287	12170	3,818	0,916	0,316
180	2309	20,832	2,206	0,253	7302	9,393	1,838	0,298	16328	3,945	1,021	0,326
365	3288	21,646	2,906	0,267	10398	9,719	2,149	0,311	23251	4,054	1,149	0,337
730	4650	22,444	3,625	0,281	14705	10,038	2,458	0,322	32882	4,184	1,274	0,348
1095	5695	22,911	4,057	0,289	18010	10,225	2,640	0,329	40272	4,312	1,348	0,354
1460	6577	23,242	4,367	0,294	20797	10,357	2,770	0,334	46502	4,386	1,401	0,358
1825	7353	23,499	4,610	0,298	23251	10,460	2,871	0,337	51991	4,439	1,442	0,361
2190	8055	23,709	4,809	0,301	25470	10,544	2,954	0,340	56954	4,480	1,475	0,363

Для низкопроницаемого пропластка (столбцы 2–5) на расстоянии *385 м* от забоя влияние нагнетательной скважины начинается после *5* суток с начала закачки. Среднепроницаемый пропласток (столбцы 6–9) был рассмотрен ранее (табл. 1.) Для высокопроницаемого пропластка (столбцы 10–13) вытеснение нефти происходит гораздо быстрее, поэтому на расстоянии *385 м* при *t = 0,5* суток *s(t)* больше начального.

Если добывающая скважина находится на расстоянии *385 м* от нагнетательной, то для жесткого упруговодонапорного режима функция Бакли — Леверетта (1) будет соответствовать коэффициенту обводненности продукции *υ*

$$\nu = \frac{\sum_i q_{i1}}{\sum_i q_{i1} + \sum_i q_{i2}} = \frac{\sum_i k^*_{i1} \frac{\partial p_{i1}}{\partial r}}{\sum_i k^*_{i1} \frac{\partial p_{i1}}{\partial r} + \mu_0 \sum_i k^*_{i2} \frac{\partial p_{i2}}{\partial r}}. \qquad (9)$$

Если капиллярными давлением, начальным градиентом давления пренебречь *D=1*, а также считать равными градиенты давлений в пропластках, то получим приближенное выражение для определения *υ*.

$$\nu = \frac{\sum_i k^*_{i1}}{\sum_i k^*_{i1} + \mu_0 \sum_i k^*_{i2}}. \qquad (10)$$

Зная зависимость ОФП от водонасыщенности [8] можно определить обводненность продукции как функцию времени.

Для низкопроницаемых коллекторов, в которых нарушается нижняя граница закона Дарси, скорость фильтрации начинается при превышении текущего градиента давления над начальным градиентом давления. Такая же особенность характерна для фильтрации вязкопластичных нефтей в высокопроницаемых коллекторах. Радиус области вытеснения нефти водой *R(t)* определяется из уравнения [4]:

$$gR^3(t) + \frac{q + 3g_0 r_c}{2} R^2(t) - 6\chi(q + g_0 r_c)t = 0, \qquad (11),$$

где g_0 — начальный градиент давления. В этом случае радиус области вытеснения зависит от технологических показателей разработки и пропорционален корню кубическому от времени. Время обводнения добывающих скважин увеличится.

Рассмотрим низкопроницаемый пропласток со следующими параметрами $k_0 = 5*10^{-15}$ *м^2 = 5 мД*, g_0 *= 0,05 МПа/м*. Радиус области заводнения определятся из (11), расход воды *Q = 18 м^3/сут*. Изменение коэффициента водонасыщенности по формуле (8) представлено на рис. 3.

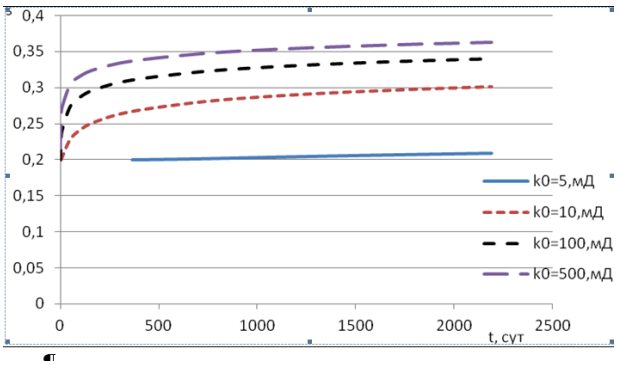

Рис. 3. ***Изменение коэффициентов водонасыщенности s(t) на расстоянии 385 м от забоя нагнетательной скважины пласта, состоящего из четырех пропластков разной проницаемости***

Радиус области вытеснения в низкопроницаемом пропластке достигает забоя добывающей скважины *(385 м)* через *376* суток. Коэффициент водонасыщенности в низкопроницаемом прослое изменяется гораздо медленнее и через *6* лет равен *0,209*.

Таким образом, для определения коэффициента водонасыщенности в пласте при моделировании процессов разработки рекомендуется использовать два соотношения (4) и (7). Первое — для определения области, охваченной заводнением на первой стадии разработки. Формула (7) позволяет учесть распределение водонасыщенности на последующих стадиях разработки, оценить подвижные запасы нефти в процессе разработки. Полученные формулы можно использовать для определения коэффициентов водонасыщенности и нефтенасыщенности в сложнопостроенных коллекторах, а также для прогнозирования обводненности по формулам (1), (9), (10). Если залежь находится на поздних стадиях разработки, то вместо s_0, s^* и p_0 следует брать значения соответствующие данному моменту времени. Применение формул (4), (6), (8) ограничивается допущениями, при которых они были получены. Так из таблицы 2 видно, что с течением времени репрессия на забое возрастает $\Delta p_c = \Delta p_c(r_c, t)$, давление нагнетания растет и может превысить предел прочности породы, что повлечет либо разрушение ПЗП, либо образование техногенных трещин. В этом случае для расчета рекомендуется в (8) брать предельно допустимое значение репрессии. Поэтому следует изменять режим работы нагнетательной скважины, при постоянной репрессии на забое Δp_c следует учесть, что приемистость не будет постоянной.

Список литературы

1. Чарный И. А. Подземная гидрогазодинамика. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 396 с.
2. Эфрос Д. А. Исследование фильтрации неоднородных систем. – М.: Гостоп-техиздат, 1963. – 352 с.
3. Телков А. П., Грачев С. И. Гидродинамика пласта применительно к прикладным задачам разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие в 2 ч. Ч.1. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2009. – 240 с.
4. Грачев С. И., Коротенко В. А., Зотова О. П. К вопросу о двухфазной фильтрации в пористой среде // Бурение и нефть –2016. – № 5. – С. 50-54.
5. Коротенко В. А. Зависимость коэффициентов водонасыщенности от пластового давления в сложнопостроенных залежах / Коротенко В. А., Ягафаров А. К., Александров М. А., Сумин А. Н. // Новые технологии для ТЭК Западной Сибири: сб. науч. тр.; под ред. С. И. Грачева. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – С. 69-73.
6. Грачев С. И.,. Хайруллин А. А, Хайруллин Аз. А.. Новая модель двухфазного непоршневого вытеснения нефти водой // Электронный журнал. Нефтегазовое дело. 2013. – № 5.
7. Рузин Л. М., Чупров И. Ф., Морозов О. А., Дуркин С. М. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2015. – 480 с.
8. Грачев С. И., Хайруллин А. А., Хайруллин Аз. А. Аппроксимация относительных фазовых проницаемостей кубической параболой // Известия вузов. Нефть и газ. – 2012. – № 2. – С. 37-43.

Сведения об авторах

Коротенко Валентин Алексеевич*, к. т. н., доцент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89068252545, e-mail: korotenkovalentin@mail.ru*

Кушакова Нэлли Петровна*, к. т. н., доцент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89220780906, e-mail: Nel56-33@mail.ru*

Information about the authors

Korotenko V. A.*, Candidate of Science in Engineering, associate professor, Industrial University of Tyumen, Tyumen, phone: 89068252545, e-mail: korotenkovalentin@mail.ru*

Kushakova N. P.*, Candidate of Science in Engineering, associate professor, Industrial University of Tyumen, Tyumen, phone: 89220780906, e-mail: Nel56-33@mail.ru*

Леонтьев Сергей Александрович, *д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89199309751,e-mail: sergleontyev@mail.ru*

Забоева Марина Ивановна, *к. т. н., доцент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89199354793, e-mail: mi_zab@mail.ru*

Александров Михаил Алексеевич, *к. т. н., доцент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89044987425, e-mail: zemenkov@tsogu.ru*

Leontyev S. A., *Doctor of Engineering Sciences, professor, Industrial University of Tyumen, Tyumen, phone: 8919930-97-51,e-mail: sergleontyev@mail.ru*

Zaboeva M. I., *Candidate of Engineering Science, associate professor, Industrial University of Tyumen, Tyumen, phone: 89199354793, e-mail: mi_zab@mail.ru*

Aleksandrov M. A., *Candidate of of Engineering Science, associate profssor, Industrial University of Tyumen, Tyumen, phone: 89044987425, e-mail: zemenkov@tsogu.ru*