



А.Н. Янин
заслуженный работник нефтяной
и газовой промышленности РФ
ООО Проектное бюро «ТЭРМ»¹
генеральный директор
Term@term-pb.ru



А.Г. Крейнин
ООО «Газпромнефть – Хантос»²
начальник отдела проектов разработки нефтяных
и газовых месторождений

О коэффициенте вытеснения нефти водой из «ультранизкопроницаемых» (менее 1 мД) терригенных коллекторов Западной Сибири (на примере Приобского месторождения)

¹Россия, 625000, Тюмень, ул. Дзержинского, 15.

²Россия, Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Ханты-Мансийск, ул. Ленина, 56.

Цель статьи – обобщить данные «поточковых» лабораторных экспериментов на керне по определению коэффициента вытеснения ($K_{\text{выт}}$) нефти водой для пластов AC_9 , AC_{10} , AC_{11} , AC_{12} Приобского месторождения (южная часть) для случаев, когда абсолютная проницаемость образцов не превышала 1 мД

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы; ультранизкопроницаемые коллекторы; коэффициент вытеснения нефти

В последние годы нефтяные компании России значительно активизировали усилия по вовлечению в разработку запасов нефти, содержащихся в «ультранизкопроницаемых» ($K_{пр}$ – первые единицы миллиарды) коллекторах (УНПК). Раньше считалось, что подобные залежи вообще невозможно разрабатывать с применением заводнения, т.к. ФЕС этих пластов находились, по сути, близко к границе «коллектор-неколлектор». К настоящему времени в Западной Сибири определённый положительный опыт освоения трудноизвлекаемых запасов, содержащихся в УНПК, уже накоплен [1]. Однако вопрос о величине коэффициента вытеснения нефти водой, как составляющего коэффициента нефтеизвлечения, для условий УНПК остаётся пока не до конца прояснённым.

Тематике исследования $K_{выт}$ и установлению зависимостей этого показателя от ряда геологических параметров и ФЕС пластов посвящено много публикаций [3, 4, 5, 6, 7]. Например, в публикации А.Н. Янина и др. [3] обобщены данные о $K_{выт}$ по 30 пластам, имеющим проницаемость до 10 мД (в среднем – 3,5 мД), пористость – от 11 до 18% (в среднем – 15,5%), начальную нефтенасыщенность – от 43 до 68% (в среднем – 56%). Остаточная нефтенасыщенность по этим объектам изменялась от 22 до 36,4% (средняя – 30,3%), а $K_{выт}$ варьировал от 0,363 до 0,548 (в среднем – 0,445).

Коэффициент вытеснения нефти в работе [3] рассчитывали по формуле:

$$K_{выт} = 0,4767 K_{нн} + 0,1802, \quad (1)$$

где $K_{нн}$ – коэффициент начальной нефтенасыщенности, доли ед.

В статье [3] было также показано, что в процессе определения $K_{выт}$ наиболее тесная связь ($R^2 = 0,823$) получена для зависимости объёмной остаточной нефтенасыщенности ($m \times K_{он}$) – от объёмной начальной ($m \times K_{нн}$) нефтенасыщенности, где m – коэффициент открытой пористости пласта, доли ед.

Особо подчеркнём, что согласно публикации [3], достоверный интервал «работоспособности» формулы (1) не распространялся на диапазон УНПК с абсолютной проницаемостью – менее 1 мД. Между тем, в настоящее время именно эта область проницаемости УНПК представляет наибольший интерес в плане определения $K_{выт}$ нефти водой в залежах с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Известно, что подобные лабораторные эксперименты на керне по определению $K_{выт}$ для УНПК – весьма трудоёмки и требуют больших временных затрат. Поэтому на практике их ко-

личество чаще всего невелико, а результаты не всегда репрезентативны. Например, в известной публикации В.А. Байкова и др. [6] приведены результаты всего лишь **одного** лабораторного эксперимента по двухфазной фильтрации (нефти и воды) на образце керна Приобского месторождения (северная часть), имеющем абсолютную проницаемость 1 мД.

В отношении среднепроницаемых коллекторов (СПК) в работе [4] показано, что по залежам пласта ЮВ₁ на месторождениях Нижневартовского свода $K_{выт}$ практически не зависит от величины проницаемости (в интервале её изменения от 1 до 240 мД, средняя – 30 мД). В «обобщённой» зависимости основным параметром, наиболее существенно влияющим на величину $K_{выт}$ по указанному пласту, являлась начальная нефтенасыщенность (в диапазоне изменения – от 43 до 66% при средней – 58%).

В обстоятельной статье [5] по Томской области обобщены результаты 750 «потоковых» экспериментов по вытеснению нефти водой из юрских отложений 27 месторождений. Показано, что для всей исходной выборки стандартные зависимости типа $K_{он} = f(K_{нн})$, $K_{выт} = f(K_{нн})$, $K_{выт} = f(K_{пр})$, $K_{он} = f(K_{пр})$ характеризуются очень низкой достоверностью ($< 0,2$). Поэтому авторы публикации [5] рекомендуют использовать для оценки $K_{выт}$ комплексный параметр λ , который учитывает большое количество различных параметров: пористость пласта; проницаемость пласта; вязкость вытесняющего флюида; скорость фильтрации жидкости; угол смачивания породы; межфазное натяжение по границе «нефть – вытесняющий флюид»; характерный капиллярный размер (средний размер глобулы).

Далее, согласно рекомендациям работы [5], строится зависимость «подвижной» нефтенасыщенности ($K_{нн} - K_{он}$) от параметра λ , которая имеет степенной вид. Для увеличения тесноты связей указанных параметров в работе [5] эти зависимости рекомендуется строить для отдельных литотипов строения пластов, с учётом условий их осадконакопления (седиментологическая обстановка и др.). Последний приём (определение $K_{выт}$ по литотипам) позволяет повысить степень корреляции исследуемой зависимости до 0,65–0,80.

Конкретно для пластов АС₁₀₋₁₂ уникального Приобского нефтяного месторождения в Подсчёте запасов УВС [2], например, утверждённом ГКЗ в 2009 г., специалисты ООО «РН – УфаниПИ-нефть» использовали логарифмическую зависимость $K_{выт}$ от проницаемости (рис. 1) в виде:

$$K_{выт} = 0,031 \ln K_{пр} + 0,434, \quad (2)$$

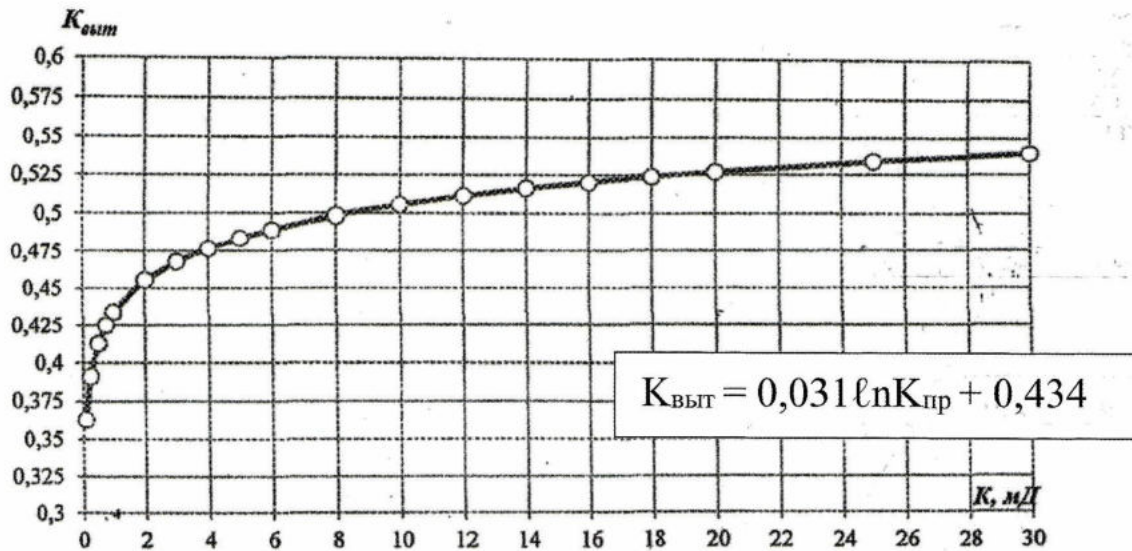


Рис. 1. Зависимость коэффициента вытеснения нефти водой от абсолютной проницаемости продуктивных пластов АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения [2]

где $K_{выт}$ – коэффициент вытеснения нефти водой, доли ед; $K_{пр}$ – абсолютная проницаемость образцов керна, мД.

Возникает важный вопрос – насколько достоверными можно считать оценки коэффициента вытеснения, полученные по зависимости (2)? Из приведённых в **табл. 1** результатов расчётов видно, что, согласно источнику [2], в области $K_{пр} = 0,1–0,5$ мД можно обеспечить $K_{выт}$ нефти водой на уровне 0,363–0,413, а при $K_{пр} = 1$ мД $K_{выт} = 0,434$. Достоверность указанных величин $K_{выт}$ в интервале УНПК (при $K_{пр} \leq 1$ мД) вызывает большое сомнение, а точнее, их значения представляются явно завышенными.

Для решения этой важнейшей для проектирования разработки УНПК задачи (т.е. определения $K_{выт}$) авторы настоящей статьи привлекли материалы специальных исследований керна Приобского месторождения (южная часть), выполненных по заказу ООО «Газпромнефть – Хантос» специалистами ООО «Нефтеком» (Тюмень) в период с 2008 по 2013 гг.

Вначале нами были проанализированы результаты всего исследованного массива данных, состоящего из 58 лабораторных опытов – по определению $K_{выт}$ для образцов с $K_{пр} \leq 1$ мД. Дан-

ные осреднены по 5 группам опытов, имеющим среднюю газопроницаемость керна на уровне – 0,6, 0,7, 0,8, 0,9 и 1 мД. По полученным данным изучались связи $K_{выт}$ с различными параметрами образцов керна. Однако построение серии графиков на основе полного объёма первичных данных (58 опытов) показало, что ряд опытных точек сильно отклонялись от общих тенденций процесса. Вследствие этого из окончательной выборки были исключены данные 14 опытов. В итоге осталась «сокращённая» выборка с результатами 44 опытов (**табл. 2**). По их данным для пластов АС₉₋₁₂ Приобского месторождения (ЮЛТ) было построено несколько как первичных, так и обобщённых графических зависимостей, характеризующих процесс нефтевытеснения в коллекторах с $K_{пр} \leq 1$ мД.

Предварительно для прояснения общей ситуации в области корреляции средних значений абсолютной проницаемости образцов керна и начальной нефтенасыщенности была построена соответствующая зависимость (**рис. 2**). Видно, что при изменении усреднённых значений $K_{пр}$ – от 0,6 до 1 мД средний начальный $K_{ин}$ образцов керна изменялся в диапазоне – от 0,342 до 0,392 ($D_{отн.} = 14,6\%$).

Таблица 1.

Оценки $K_{выт}$ нефти водой по пластам АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения по зависимости из ПЗ – 2009 г. в области низкой (≤ 5 мД) проницаемости коллекторов [2]

$K_{пр}, мД$	0,1	0,25	0,5	0,75	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0
$K_{выт}$	0,363	0,391	0,413	0,425	0,434	0,455	0,468	0,477	0,484

№№ п/п	Номер скважин	Пласт	K _{пр} , мД	доли ед						(K/m) ^{1/2}
				m	K _{ин}	K _{сн}	K _{снм}	m×K _{ин}	m×K _{сн}	
1	16486	АС10/2	0,6	0,150	0,319	0,296	0,071	0,048	0,044	2,000
2	20658	АС9/2	0,6	0,154	0,372	0,333	0,105	0,057	0,051	1,974
3	20658	АС9/2	0,6	0,152	0,365	0,321	0,120	0,055	0,049	1,987
4	15466	АС11/2	0,6	0,149	0,367	0,308	0,161	0,055	0,046	2,007
5	30916	АС10/1-1	0,6	0,149	0,289	0,261	0,096	0,043	0,039	2,007
Среднее по 5 опытам			0,600	0,151	0,342	0,304	0,111	0,052	0,046	1,995
6	16486	АС10/2	0,7	0,174	0,321	0,282	0,123	0,056	0,049	2,006
7	20658	АС9/2	0,7	0,154	0,360	0,324	0,099	0,055	0,050	2,132
8	20658	АС9/2	0,7	0,146	0,367	0,328	0,106	0,054	0,048	2,190
9	20658	АС9/2	0,7	0,149	0,391	0,328	0,160	0,058	0,049	2,167
10	15466	АС11/2	0,7	0,170	0,355	0,275	0,226	0,060	0,047	2,029
11	15466	АС11/2	0,7	0,166	0,351	0,281	0,199	0,058	0,047	2,054
12	30956	АС10/1-3	0,7	0,152	0,400	0,286	0,284	0,061	0,043	2,146
13	30916	АС10/1-1	0,7	0,153	0,309	0,269	0,128	0,047	0,041	2,139
14	24133	АС12/2-1	0,7	0,160	0,349	0,278	0,203	0,056	0,044	2,092
15	24133	АС12/2-1	0,7	0,170	0,350	0,291	0,168	0,060	0,049	2,029
Среднее по 10 опытам			0,700	0,159	0,355	0,294	0,170	0,057	0,047	2,098
16	15466	АС11/2	0,8	0,158	0,400	0,292	0,270	0,063	0,046	2,250
17	15466	АС11/2	0,8	0,182	0,385	0,266	0,309	0,070	0,048	2,097
18	19460	АС11/2	0,8	0,173	0,337	0,281	0,165	0,058	0,049	2,150
19	19460	АС11/2	0,8	0,157	0,338	0,278	0,178	0,053	0,044	2,257
20	24133	АС12/2-1	0,8	0,154	0,390	0,291	0,254	0,060	0,045	2,279
21	24133	АС12/2-1	0,8	0,172	0,332	0,278	0,163	0,057	0,048	2,157
22	16608	АС10/4	0,8	0,142	0,394	0,292	0,259	0,056	0,041	2,374
Среднее по 7 опытам			0,800	0,163	0,368	0,283	0,228	0,060	0,046	2,223
23	11221	АС10/1	0,9	0,160	0,341	0,298	0,127	0,055	0,048	2,372
24	16486	АС10/2	0,9	0,180	0,360	0,268	0,256	0,065	0,048	2,236
25	15466	АС11/2	0,9	0,184	0,387	0,273	0,295	0,071	0,050	2,212
26	15466	АС11/2	0,9	0,175	0,366	0,291	0,205	0,064	0,051	2,268
27	15466	АС11/2	0,9	0,179	0,407	0,284	0,302	0,073	0,051	2,242
28	30956	АС10/1-3	0,9	0,144	0,471	0,292	0,380	0,068	0,042	2,500
29	30956	АС10/1-3	0,9	0,143	0,432	0,294	0,320	0,062	0,042	2,509
30	30956	АС10/1-3	0,9	0,146	0,426	0,296	0,306	0,062	0,043	2,483
31	35024	АС10/1-3	0,9	0,167	0,368	0,268	0,272	0,061	0,045	2,321
32	24133	АС12/2-1	0,9	0,168	0,349	0,279	0,200	0,059	0,047	2,315
Среднее по 10 опытам			0,900	0,165	0,391	0,284	0,266	0,064	0,047	2,346
33	17629	АС11/2	1,0	0,159	0,360	0,281	0,221	0,057	0,045	2,508
34	20658	АС10/1	1,0	0,161	0,391	0,296	0,242	0,063	0,048	2,492
35	15466	АС11/2	1,0	0,174	0,390	0,295	0,244	0,068	0,051	2,397
36	19460	АС11/2	1,0	0,170	0,406	0,286	0,296	0,069	0,049	2,425
37	19992	АС11/2	1,0	0,169	0,406	0,288	0,290	0,069	0,049	2,433
38	20440	АС10/1	1,0	0,162	0,414	0,303	0,268	0,067	0,049	2,485
39	617	АС10/0-1	1,0	0,154	0,408	0,288	0,293	0,063	0,044	2,548
40	617	АС10/0-1	1,0	0,154	0,398	0,293	0,263	0,061	0,045	2,548
41	30956	АС10/1-3	1,0	0,147	0,409	0,301	0,265	0,060	0,044	2,608
42	30916	АС10/1-1	1,0	0,158	0,355	0,270	0,239	0,056	0,043	2,516
43	35024	АС12/3-5	1,0	0,175	0,363	0,266	0,267	0,064	0,047	2,390
44	24133	АС12/2-1	1,0	0,170	0,399	0,294	0,264	0,068	0,050	2,425
Среднее по 12 опытам			1,000	0,163	0,392	0,288	0,263	0,064	0,047	2,481
Среднее по 44 опытам			0,800	0,160	0,370	0,291	0,207	0,059	0,046	2,229

Таблица 2.

Результаты лабораторных «поточковых» экспериментов на керне по определению коэффициента вытеснения нефти водой в УНК по скважинам Приобского месторождения (сокращённая выборка из 44 опытов) [ООО «Нефтеком», 2008–2013]

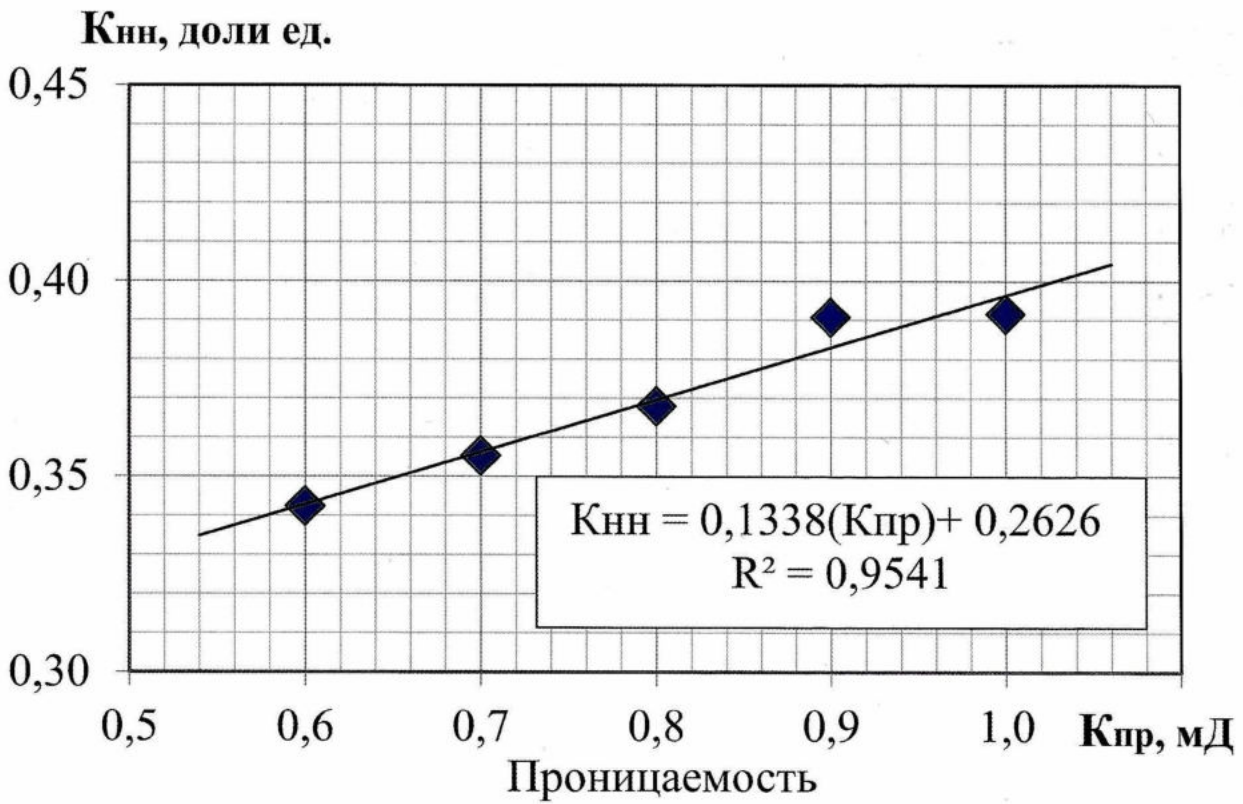


Рис. 2.

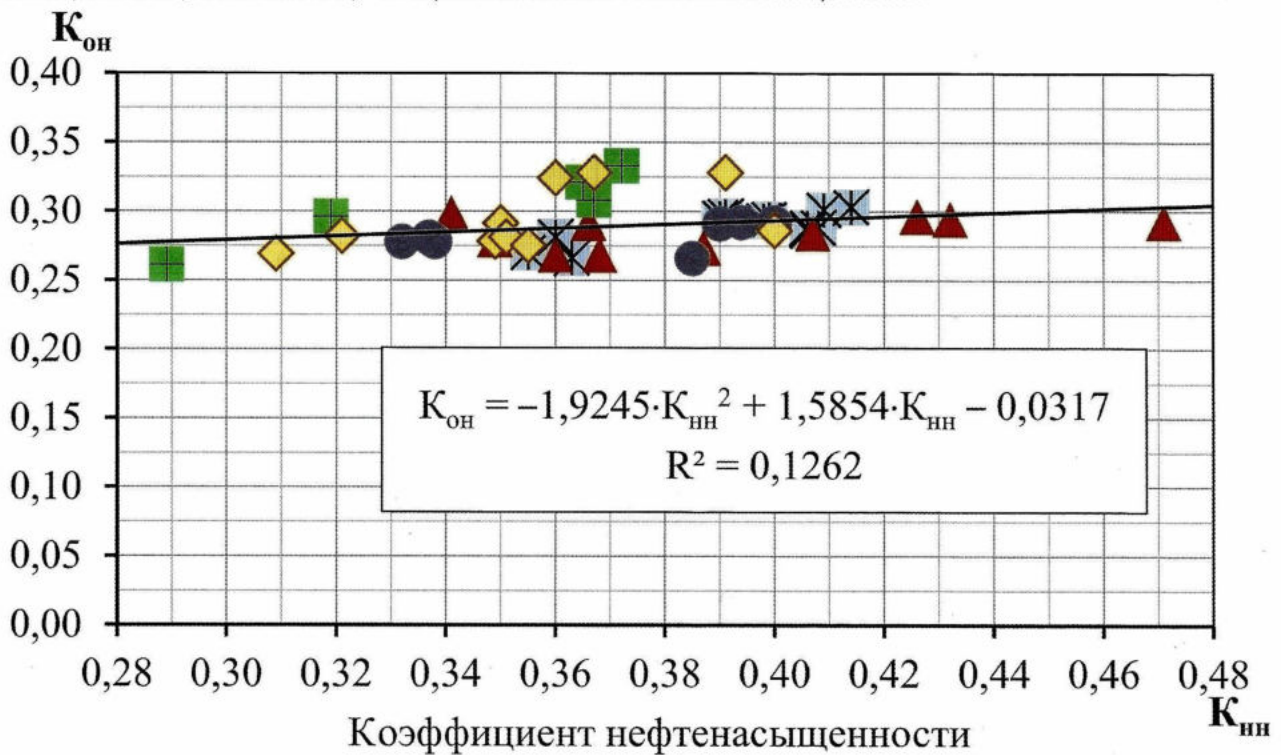
Сопоставление «усреднённых» по 44 опытам значений газопроницаемости ($K_{пр}$) и начальной нефтенасыщенности ($K_{нн}$) для образцов керн из пластов АС₉₋₁₂ Приобского месторождения (южная часть)

На основании первичных результатов экспериментов (табл. 2) построен типовой гра-

фик (рис. 3) зависимости $K_{он} = f(K_{нн})$. Видно, что теснота связи этих параметров оказалась

Рис. 3.

Сопоставление коэффициентов начальной и остаточной нефтенасыщенности образцов керн Приобского месторождения (в области УНПК) – по первичным данным 44 потоковых экспериментов



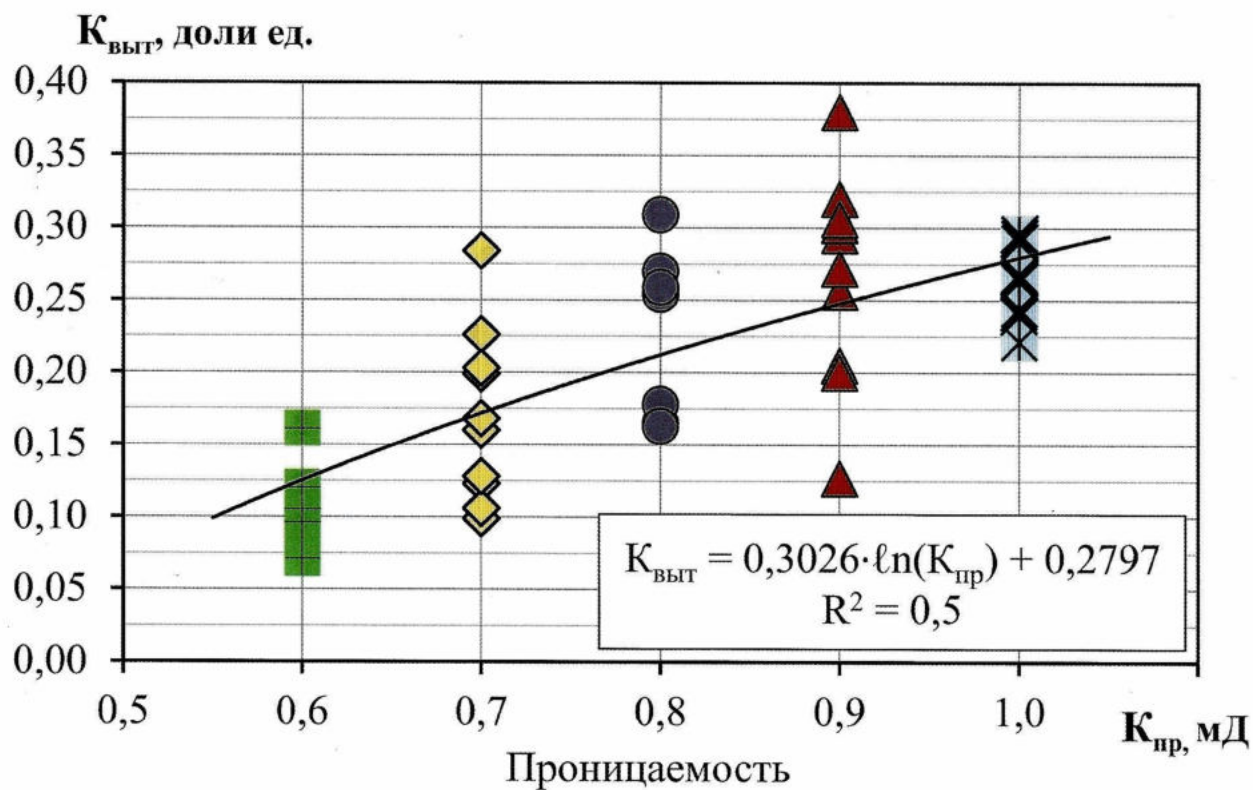
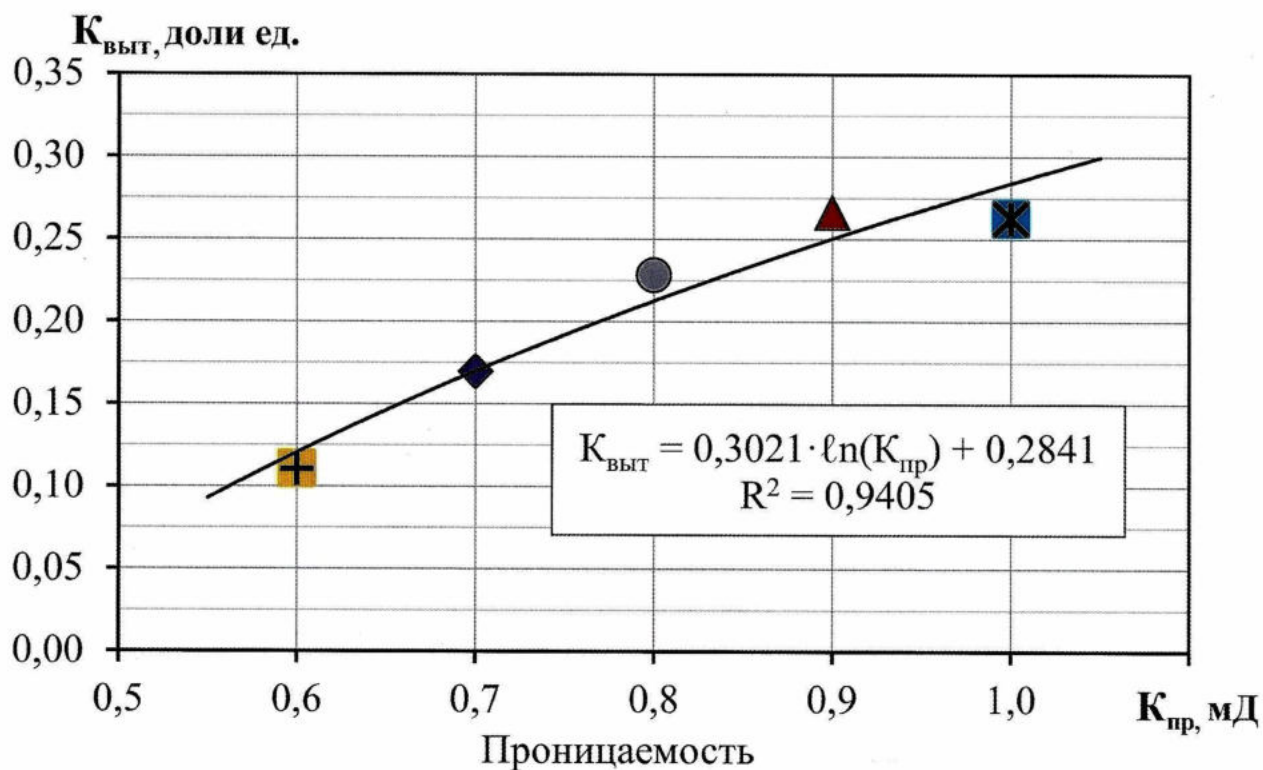


Рис. 4. Сопоставление коэффициента вытеснения нефти водой и абсолютной проницаемости образцов керн по УНПК Приобского месторождения (южная часть) – по первичным данным 44 опытов

Рис. 5. Обобщённая (усреднённая по данным 44 опытов) зависимость коэффициента вытеснения нефти водой от абсолютной проницаемости образцов керн из УНПК пластов AC_{9-12} Приобского месторождения (южная часть)



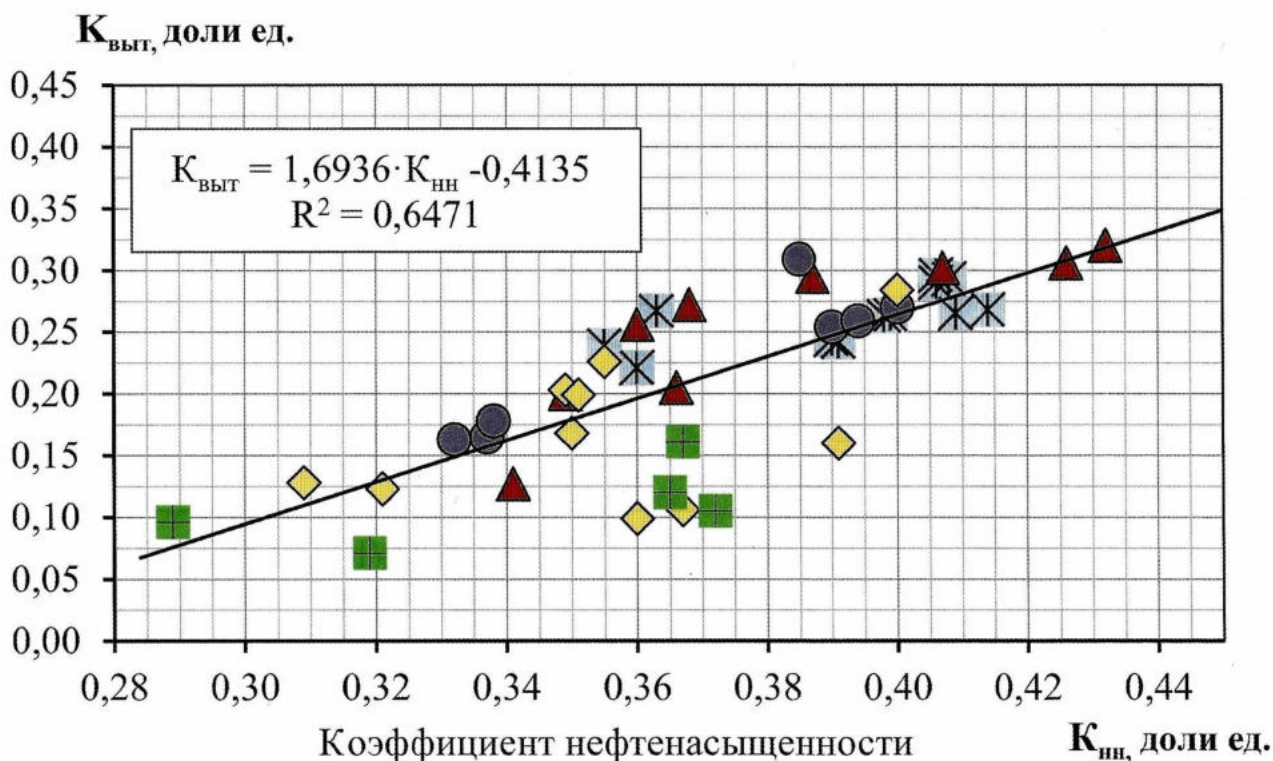


Рис. 6.

Сопоставление коэффициентов вытеснения нефти водой и начальной нефтенасыщенности образцов керн из УНПК Приобского месторождения – по первичным данным 44 опытов

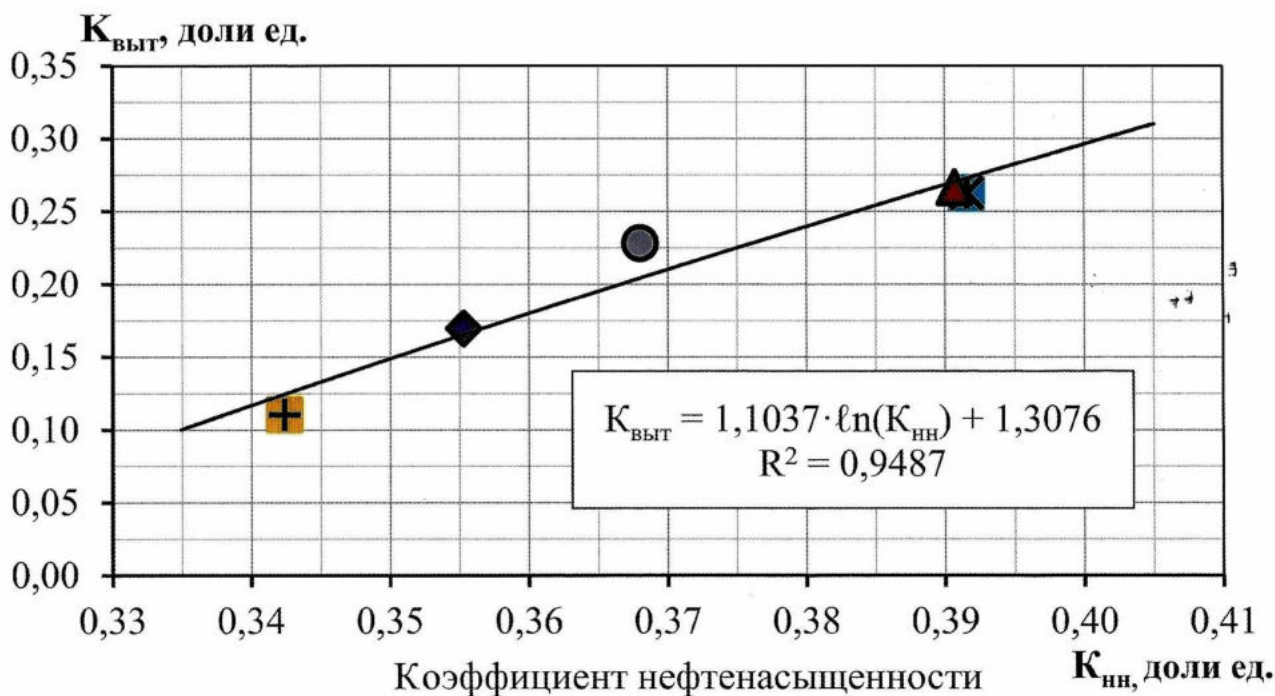
незначительной, поэтому далее по первичным данным изучалась другая типовая зависимость $K_{\text{выт}}$ (рис. 4) от коэффициента абсолютной проницаемости; разброс точек при

этом оказался также достаточно велик ($R^2 = 0,5$).

Для получения более достоверных зависимостей рассматриваемых параметров далее про-

Рис. 7.

Обобщённая (усреднённая по данным 44 опытов) зависимость коэффициента вытеснения нефти водой от начальной нефтенасыщенности образцов керн по УНПК Приобского месторождения (южная часть)



Средние параметры по группам опытов	Группы опытов					Среднее
	1	2	3	4	5	
Количество опытов	5	10	7	10	12	44
Проницаемость, мД	0,60	0,70	0,80	0,90	1,00	0,80
Коэффициент пористости, доли ед	0,151	0,159	0,163	0,165	0,163	0,160
Начальный $K_{\text{ни}}$, доли ед	0,342	0,355	0,368	0,391	0,392	0,370
Остаточный $K_{\text{он}}$, доли ед	0,304	0,294	0,283	0,284	0,288	0,291
$K_{\text{выт}}$ нефти водой, доли ед	0,111	0,170	0,228	0,266	0,263	0,207

Таблица 3.

Осреднённые данные о $K_{\text{выт}}$ нефти водой по интервалам УНПК пластов АС₉₋₁₂ Приобского месторождения (по сокращённой выборке из 44 опытов)

вели осреднение данных по группам точек, в результате получена обобщённая зависимость $K_{\text{выт}}$ – от проницаемости (рис. 5) которая имеет вид:

$$K_{\text{выт}} = 0,3021 \ln(K_{\text{пр}}) + 0,2841 (R^2 = 0,94). \quad (3)$$

Сопоставление $K_{\text{выт}}$ и $K_{\text{ни}}$ по первичным данным 44 опытов показало наличие (рис. 6) несколько более тесной связи, чем с проницаемостью, а именно:

$$K_{\text{выт}} = 1,6936 \times K_{\text{ни}} - 0,4135 (R^2 = 0,65). \quad (4)$$

Если усреднить фактические точки по интервалам $K_{\text{ни}}$, то обобщённая зависимость $K_{\text{выт}}$ от $K_{\text{ни}}$ (рис. 7) будет иметь вид:

$$K_{\text{выт}} = 1,1037 \ln(K_{\text{ни}}) + 1,3076 (R^2 = 0,95). \quad (5)$$

По мнению авторов данной публикации, представленные на рис. 5 и 7 усреднённые (обобщённые) зависимости в целом вполне достоверно отражают основные тенденции и закономерности вытеснения нефти водой из коллекторов «самого плохого» качества.

Уменьшение пористости и проницаемости коллекторов Приобского месторождения обусловлено в том числе и увеличением их глинистости. Закономерности изменения ФЕС (по ГИС) в зависимости от глинистости продуктивных пропластков Приобского месторождения (ЮЛТ) целенаправленно исследовал К.Е. Янин (ООО «Проектное Бюро «ТЭРМ»). Общий изученный при этом массив исходных данных составлял по

количеству скважин – 2930, по количеству изученных пропластков $\approx 56\ 000$.

На основании величины глинистости К.Е. Янин выделил для пористости 10 групп, для проницаемости – 11 групп пропластков. При изменении средней открытой пористости (по ГИС) по группам от 11 до 20,5% их глинистость варьировала от 17,42 до 8,87%. При изменении средней проницаемости по группам от 0,325 до 40 мД их глинистость варьировала от 13,9 до 9,24%. Известно, что при уменьшении пористости и проницаемости начальная нефтенасыщенность пластов снижается (рис. 2) вследствие увеличения водоудерживающей способности коллекторов. Особый интерес в плане изучения параметров представляют «группы пропластков» с проницаемостью < 1 мД. Для пластов Приобского месторождения (ЮЛТ) в области УНПК К.Е. Яниным получены «корреляции» глинистости с пористостью и проницаемостью, приведённые в табл. 4.

Глинистость пластов АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения необходимо учитывать при организации системы ППД. В публикации [9] установлено, что значительное влияние на относительную фазовую проницаемость УНПК оказывает тип закачиваемой воды (пресная или сеноманская). Причём, чем ниже абсолютная проницаемость УНПК, тем сильнее влияет закачка пресной воды на этот параметр. Если при абсолютной проницаемости коллекторов объекта АС₁₀₋₁₂ Приобско-

Число изученных пропластков	Средняя глинистость пропластков, %	Пористость, %	Проницаемость, мД
6306	12,40	15,41	1,25
3807	13,10	14,04	0,875
2888	13,14	14,07	0,625
3098	13,19	14,06	0,325

Таблица 4.

Характеристика глинистости коллекторов объекта АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения (ЮЛТ) по ГИС в области ультранизкой проницаемости пропластков

Источник	Коэффициент вытеснения, доли ед				
	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
Проницаемость пласта, мД					
Подсчёт запасов – 2009 г. [2]	0,418	0,423	0,427	0,431	0,434
Рассчитанные по формуле (3)	0,130	0,176	0,217	0,252	0,284
Различие, % отн.	– 69 %	– 58 %	– 49 %	– 42 %	– 35 %

Таблица 5.

Сравнение данных о $K_{\text{выт}}$ по УНПК Приобского месторождения, полученных из различных источников

го месторождения, равной 0,7 мД, закачка сеноманской воды снижает $K_{\text{фаз}}$ для неё в 4,3 раза, то при закачке пресной воды $K_{\text{фаз}}$ снижается в 8,1 раза [9]. Особо неблагоприятная ситуация в этом плане наблюдается по (отнесённому к «гидрофобным») пласту AC_{12} , который практически прекращает поглощать пресную воду даже при создании очень высоких давлений нагнетания ($P_{\text{устьев}} > 22$ МПа). Отсюда следует, что закачка пресной воды на первых этапах разработки УНПК в Западной Сибири нецелесообразна.

Более того, если учесть, что в условиях крайне низкой проницаемости $K_{\text{выт}}$ нефти водой снижается до уровня «0,1, а продуктивный пласт практически перестаёт принимать закачиваемую воду (образуя застойные зоны без фильтрации – [6,7,8]), то логично возникает вопрос о перспективах разработки таких участков на естественном режиме (без ППД) путём бурения сверхдлинных добывающих ГС с $DL_{\text{гв}}$ – до 2000 м, с проведением в них многостадийных (гибридных) гидроразрывов пласта (МГРП) и многократным повторением их во времени.

Таким образом, главный вывод настоящей статьи состоит в том, что для области УНПК Приобского месторождения с $K_{\text{пр}} \leq 1$ мД вновь полученные данные о $K_{\text{выт}}$ кардинально (в 1,5–3,2 раза) отличаются от величин $K_{\text{выт}}$, принятых ранее в ПЗ-2009 [2].

Для устранения больших расхождений в величинах $K_{\text{выт}}$ для УНПК Приобского месторождения по данным разных авторов, рекомендуется значительно увеличить количество «поточковых» лабораторных экспериментов на керне по нефтывытеснению в коллекторах с $K_{\text{пр}} \leq 1$ мД.

Выводы

1. Приведены обработка и обобщение результатов 44 «поточковых» лабораторных эксперимен-

тов по определению коэффициента вытеснения нефти водой в условиях «ультранизкопроницаемых» коллекторов ($K_{\text{пр}} \leq 1$ мД) пластов AC_{9-12} Приобского месторождения (южная часть).

2. По обобщённым зависимостям от проницаемости для ультранизкопроницаемых коллекторов в статье получены следующие усреднённые величины $K_{\text{выт}}$ нефти водой при различной газопроницаемости:

- 0,6 мД – 0,130;
- 0,7 мД – 0,176;
- 0,8 мД – 0,217;
- 0,9 мД – 0,252;
- 1,0 мД – 0,284.

3. Вновь полученные величины $K_{\text{выт}}$ оказались значительно (в 1,5–3,2 раза) ниже, чем ранее принятые в подсчёте запасов УВС Приобского месторождения 2009 г.[2]. Это ставит под сомнение прежде оценённые добывные возможности краевых участков Приобского месторождения, которые в основном представлены именно «ультранизкопроницаемыми» коллекторами.

4. С целью повышения $K_{\text{выт}}$ и более эффективного поддержания пластового давления в залежах, содержащихся в ультранизкопроницаемых пластах, на начальных стадиях их разработки рекомендуется закачивать оторочку из высокоминерализованной воды (типа сеноманской). Из-за высокой глинистости закачка пресной воды в УНПК (типа «гидрофобного» пласта AC_{12}) превращает их в «практически непроницаемую» горную породу.

5. При выполнении подсчётов запасов крупных и уникальных объектов (типа Приобского месторождения) $K_{\text{выт}}$ и КИН рекомендуется обосновывать с выделением участков залежей с проницаемостью коллекторов по интервалам: менее 2 мД, 2–10 мД и более 10 мД. ¹⁰

Литература

1. Янин А.Н. Принципы разработки ультранизкопроницаемых коллекторов // Бурение и нефть. 2016. № 11. С. 22–24.
2. Подсчёт запасов нефти и растворённого газа Приобского месторождения. ООО «РН-УфаниПИнефть». Утверждён ГКЗ 19.08.2009.
3. Янин А.Н., Черевко М.А., Паровинчак К.М. Оценка коэффициентов вытеснения нефти водой для особо низкопроницаемых пластов месторождений Западной Сибири // Известия ВУЗов. Нефть и Газ. ТюмГНГУ. 2014. № 4. С. 60–65.

4. Янин А.Н. Оценка коэффициента вытеснения нефти водой по обобщённым зависимостям (на примере пластов группы Ю₁ Нижневартовского свода) // Бурение и нефть. 2014. № 7–8. С. 28–32.
5. Глазунов П.А., Федорова А.Б., Сметанин А.В. и др. Обобщение результатов определения коэффициента вытеснения для месторождений Томской области // Нефтяное хозяйство. 2016. № 4. С. 36–38.
6. Байков В.А. и др. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Анализ и интерпретация результатов лабораторных исследований керна Приобского месторождения // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть». 2013. № 2. С. 8–12.
7. Байков В.А. и др. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Влияние на технологические показатели разработки месторождений // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть». 2013. № 2. С. 17–19.
8. Шпуров И.В., Тудвачёв А.В. Обоснование граничного значения проницаемости коллекторов при их дифференциации на классы с высоким и низким фильтрационным потенциалом // Нефтяное хозяйство. 2018. № 9. С. 73–77.
9. Янин А.Н., Черевко С.А., Рогачёв М.К. О целесообразности закачки пресной воды в ультранизкопроницаемые коллектора // Недрапользование XXI век. 2018. № 1. С. 54–63.

UDC 553.982

A.N. Yanin, Honored Worker of the Oil and Gas Industry of the Russian Federation, General Director of LLC Project Office "TERM", Term@term-pb.ru

A.G. Kreinin, Head of Oil and Gas Field Development Projects Department, LLC Gazpromneft-Khantos²

¹15 Dzerginsky str., Tyumen, 625000, Russia.

²56 Lenin str., Khanty-Mansiysk, Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Ugra, Tyumen region, 628011, Russia.

Water-oil Displacement Ratio in Extremely Low-permeable (Less than 1 mD) Terrigenous West Siberian Reservoirs (by the Example of the Priobsky Field)

Abstract. Purpose of the work is to summarize data of stream-oriented laboratory tests on core aimed at determination of water–oil displacement ratio (K_{disp}) for AC₉, AC₁₀, AC₁₁, AC₁₂ reservoirs in the Priobsky field (southern part) in the cases when absolute permeability of core samples was less than 1 mD

Keywords: difficult-to-recover reserves; extremely low-permeable reservoir; Oil Displacement Ratio

References

1. Ianin A.N. *Printsipy razrabotki ul'tranizkopronitsaemykh kollektorov* [Principles for the development of ultra-low permeability reservoirs]. *Burenie i neft'* [Drilling and Oil], 2016, no. 11, pp. 22–24.
2. *Podschet zapasov nefi i rastvorenogo gaza Priobskogo mestorozhdeniia*. OOO «RN-UfaNIPneft'». *Utverzhen GKZ 19.08.2009* [Calculation of oil and dissolved gas reserves of the Priobskoye field. LLC RN-UfaNIPneft. Approved by the State Reserves Committee on 08.19.2009].
3. Ianin A.N., Cherevko M.A., Parovinchak K.M. *Otsenka koeffitsientov vytesneniia nefi vodoi dlia osobo nizkopronitsaemykh plastov mestorozhdenii Zapadnoi Sibiri* [Estimation of oil displacement coefficients for water for especially low permeability formations of deposits in Western Siberia]. *Izvestiia VUZov. Neft' i Gaz. TiumNGU* [News of universities. Oil and gas], 2014, no. 4, pp. 60–65.
4. Ianin A.N. *Otsenka koeffitsienta vytesneniia nefi vodoi po obobshchennym zavisimostiam (na primere plastov grupy lu1 Nizhnevarтовского свода)* [Estimation of oil displacement coefficient by water according to generalized dependencies (on the example of formations of group U1 of the Nizhnevarтовск arch)]. *Burenie i neft'* [Drilling and oil], 2014, no. 7–8, pp. 28–32.
5. Glazunov P.A., Fedorova A.B., Smetanin A.V. i dr. *Obobshchenie rezul'tatov opredeleniia koeffitsienta vytesneniia dlia mestorozhdenii Tomskoi oblasti* [Generalization of the results of determining the displacement coefficient for deposits of the Tomsk region]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2016, no. 4, pp. 36–38.
6. Baikov V.A. i dr. *Nelineinaia fil'tratsiia v nizkopronitsaemykh kollektorakh. Analiz i interpretatsiia rezul'tatov laboratornykh issledovani kerna Priobskogo mestorozhdeniia* [Nonlinear filtration in low permeability reservoirs. Analysis and interpretation of the results of laboratory tests of the core of the Priobskoye field]. *Nauchno-tehnicheskii vestnik OAO «NK Rosneft'»* [Scientific and Technical Bulletin of Rosneft Oil Company], 2013, no. 2, pp. 8–12.
7. Baikov V.A. i dr. *Nelineinaia fil'tratsiia v nizkopronitsaemykh kollektorakh. Vliianie na tekhnologicheskie pokazateli razrabotki mestorozhdenii* [Nonlinear filtration in low permeability reservoirs. Influence on technological indicators of field development]. *Nauchno-tehnicheskii vestnik OAO «NK «Rosneft'»* [Scientific and Technical Bulletin of Rosneft], 2013, no. 2, pp. 17–19.
8. Shpurov I.V., Tudvachev A.V. *Obosnovanie granichnogo znacheniiia pronitsaemosti kollektorov pri ikh differentsiatsii na klassy s vysokim i nizkim fil'tratsionnym potentsialom* [Substantiation of the boundary value of the permeability of reservoirs during their differentiation into classes with high and low filtration potential]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2018, no. 9, pp. 73–77.
9. Ianin A.N., Cherevko S.A., Rogachev M.K. *O netselesoobraznosti zakachki presnoi vody v ul'tranizkopronitsaemye kollektora* [On the inexpediency of pumping fresh water into ultra-low permeability reservoirs]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil Use XXI Century], 2018, no. 1, pp. 54–63.