

газоотдачи продуктивных пластов. Сб. докладов междунар. научн.-практ. конференции, г. Кисловодск, 22–26 сентября 2003 г., – Ставрополь: СевКавНИПИГаз, 2003. – С. 32–40.

2. Нифантов В. И., Харитонов А. Н., Смирнов В. С., Шулятиков В. И., Бережная Л. Н. Технические и технологические решения для обеспечения надежной эксплуатации скважин на завершающей стадии разработки месторождений. Сб. докладов междунар. научн.-практ. конференции, г. Кисловодск, 22–26 сентября 2003 г., – Ставрополь: СевКавНИПИГаз, 2003. – С. 40–51.

3. Справочник машиностроителя, т. 2, под редакцией Н. С. Ачеркана. Государственное научно-техническое издательство машиностроительной литературы. – М., 1996. – С. 72–77.

*Сведения об авторах*

*Шестерикова Раиса Егоровна, д. т. н., доцент, профессор кафедры «Технология переработки нефти и промышленная экология», Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, тел. 8(8652)940297, e-mail: Shesterikova\_26@mail.ru*

*Шестерикова Елена Александровна, соискатель, Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, тел. (8652)358984, e-mail: Shesterikova\_26@mail.ru*

*Shesterikova R. E., Doctor of Engineering, associate professor of the chair «Technology of oil refining and commercial ecology», North-Caucasian Federal University, Stavropol, phone: 8(8652)940297, e-mail: Shesterikova\_26@mail.ru*

*Shesterikova E. A., applicant for scientific degree, North-Caucasian Federal University, Stavropol, phone: 8(8652)358984, e-mail: Shesterikova\_26@mail.ru*

УДК 622.276.031:550.822.3

**ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТОВ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ ДЛЯ ОСОБО НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПЛАСТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**  
ESTIMATION OF WATER-OIL DISPLACEMENT EFFICIENCY FOR VERY LOW PERMEABILITY RESERVOIRS IN THE FIELDS OF WEST SIBERIA

**А. Н. Янин, М. А. Черевко, К. М. Паровинчак**

A. N. Yanin, M. A. Cherevko, K. M. Parovinchak

*ООО «Проектное бюро «ТЭРМ», г. Тюмень*

*ООО «Газпромнефть-Хантос», г. Ханты-Мансийск*

*ООО «Независимая нефтегазовая компания», г. Москва*

*Ключевые слова: исследования ядра, ультранизкопроницаемые коллекторы, коэффициент вытеснения нефти водой, остаточная нефтенасыщенность, статистическая обработка*

*Key words: core studies, ultra low permeability reservoirs, water-oil displacement efficiency, residual oil saturation, statistical processing*

С конца предпоследнего десятилетия XX века в разработку в Западной Сибири стали вводиться уникальные месторождения нефти, содержащие огромные (сотни миллионов тонн) извлекаемые запасы нефти в особо низкопроницаемых пластах (НПК) — с  $K < 10$  мД. Сюда можно отнести, например, месторождения: Приразломное (введено в 1987 г.), ачимовскую толщу Мало-Бальковского месторождения (с 1987 г.), Приобское (Северная лицензионная территория) — с 1989 г., Приобское (Южная лицензионная территория) — с 1999 г. и т. д. Доля НПК в общей добыче нефти по РФ возрастает.

На Южной лицензионной территории Приобского месторождения доля запасов нефти, содержащихся в пластах АС<sub>11-12</sub> с проницаемостью 3 мД и менее, составляет около 50 % от всех запасов. Однако дебиты скважин и накопленные фактические отборы скважин, пробуренных на эти пласты, — вдвое меньше, чем по более проницаемым пластам группы АС<sub>10</sub>. Таким образом, рассматриваемые запасы в НПК являются трудноизвлекаемыми.

По Северной лицензионной территории Приобского месторождения ситуация аналогичная: в пласте АС<sub>12</sub>, имеющем огромные размеры 53×67 км, представленном отложениями фаций гравитационного генезиса со сложной геометрией (с  $K = 3$  мД), содержится более 50 % геологических запасов нефти.

В течение двух последующих десятилетий был накоплен значительный опыт в организации успешной разработки этих коллекторов, подобраны эффективные технологии воздействия: гидроразрыв пласта в сочетании с высокими депрессиями в добывающих скважинах, формирование жестких площадных и однорядных систем разработки. Указанное позволило обеспечить приемлемые темпы отбора запасов нефти в пределах участков разбуривания — до 4–6 % в год.

В НПК было опробовано применение горизонтальных технологий, однако особого успеха в сильно расчлененных пластах в рассматриваемый период это не принесло. Осуществлялись работы с 2003 г. (Сугмутское и Романовское месторождения) по проведению «слепых» гидроразрывов в горизонтальных скважинах. Технологии же проведения многоста-

дийных гидроразрывов в горизонтальных скважинах появились в отечественном ТЭКе после 2006 г.

С начала XXI века в пробную эксплуатацию и опытно-промышленную разработку стали вводить залежи нефти, коллекторы которых можно отнести к ультранизкопроницаемым (УНПК) — с  $K < 2-3$  мД. Проектирование разработки и 3D-моделирование УНПК сопряжено с рядом специфических особенностей и сложностей. Одна из основных трудностей зачастую обусловлена отсутствием достоверных (полученных на керне) зависимостей параметров: остаточной нефтенасыщенности ( $\alpha_{он}$ ) — от начальной нефтенасыщенности ( $\beta_{ин}$ ) и  $\alpha_{он}$  — от проницаемости ( $K$ , мД) для этих ультранизкопроницаемых объектов.

Имеющиеся результаты лабораторных экспериментов по установлению зависимостей коэффициента вытеснения нефти водой от  $\beta_{ин}$  и  $K$ , мД — нередко весьма противоречивы и указывают, как правило, на отсутствие каких-либо выраженных зависимостей исследуемых параметров [1]. На рис. 1 приведено графическое отображение результатов, полученных в 1997 г. в ходе проведения потоковых лабораторных исследований на керне пласта АС<sub>12</sub> Приобского месторождения (СЛТ) В. Т. Питкевичем с сотрудниками (ОАО Сибниинп). Из рис. 1 следует, что какие-либо выраженные зависимости  $\alpha_{он}$  и  $K_{выт}$  от ФЕС пласта АС<sub>12</sub> отсутствуют. Что же закладывать в таком случае в 3D-модель этого УНПК?

Еще пример. Традиционно применяемая Сибниинп при проектировании разработки НПК ( $K < 10$  мД) пласта П Шаимского района ТПП «Урайнефтегаз» зависимость  $\alpha_{он}$  от  $\beta_{ин}$  вида

$$\alpha_{он} = 0,0968 \cdot \beta_{ин} + 25,584, \quad (1)$$

оказывается, также не является достоверной. Если приглядеться внимательно, то эта зависимость (линия «а» на рис. 2) вообще не соответствует конкретным фактическим аппроксимируемым точкам на графике находится выше этих точек.

В этих условиях становится понятным, что более достоверные значения  $K_{выт}$  можно получить зачастую не на базе результатов исследований собственного керна, а используя некие более устойчивые усредненные [3] (обобщенные) зависимости, полученные, в том числе по группе объектов, представленных УНПК.

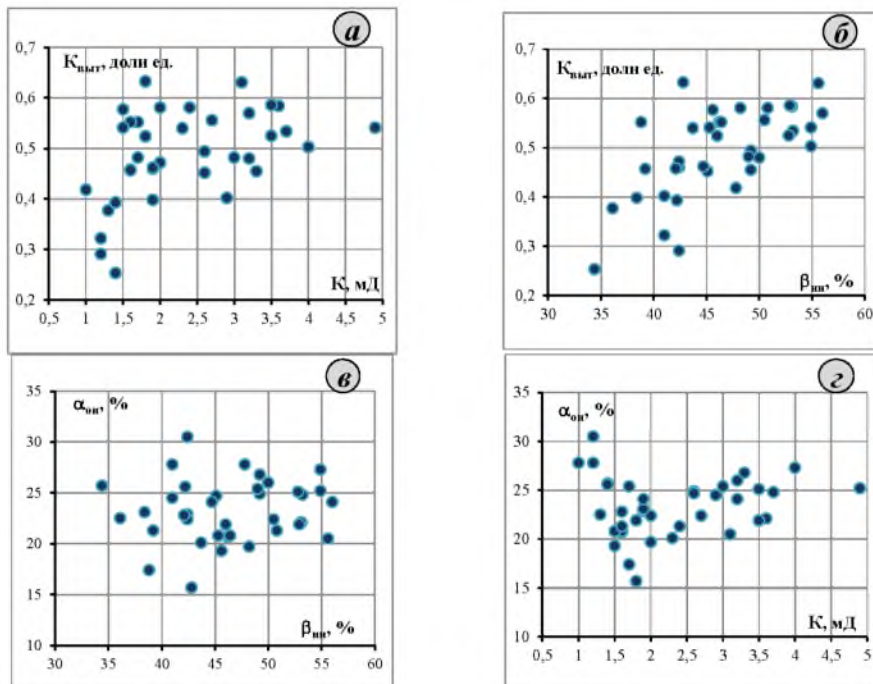


Рис. 1. Сопоставление ФЕС и параметров вытеснения на керне [1] по пласту АС<sub>12</sub> Приобского месторождения (СЛТ): а)  $K_{выт}$  —  $K$ , мД; б)  $K_{выт}$  —  $\beta_{ин}$ ; в)  $\alpha_{он}$  —  $\beta_{ин}$ ; г)  $\alpha_{он}$  —  $K$ , мД



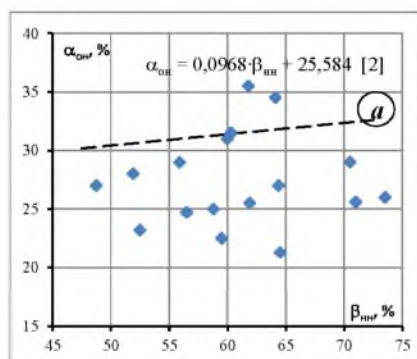


Рис. 2. Сопоставление  $\alpha_{0н}$  и  $\beta_{0н}$  для НПК ( $K < 10$  мД) пласта II на месторождениях Шаимского района [2]

Определенный шаг в этом направлении сделан специалистами ООО «Проектное бюро «ТЭРМ» и ООО «Независимая нефтегазовая компания» при проектировании пробной эксплуатации Пайяжского и Северо-Пайяжского нефтяных месторождений (ОАО «Пайяха»), расположенных на севере Красноярского края. Продуктивные пласты  $Hx_4^{1-3}$  и  $Hx_4^0$  рассматриваемых месторождений характеризуются ультранизкой (1,1–1,6 мД) проницаемостью при значительной вариации их начальной нефтенасыщенности — от 45–47 до 65 %.

Укажем, что, например, по Западно-Эргинскому и Кондинскому месторождениям ХМАО-Югры, принадлежащим ООО «Конданефть» (приобретенной ОАО «Независимая нефтегазовая компания» в 2014г.), средневзвешенная по запасам пластов проницаемость также является ультранизкой. В этих условиях при отсутствии достоверных собственных экспериментальных данных на керне обоснование  $\alpha_{0н}$  и  $K_{вмт}$  представляет весьма сложную задачу. Более перспективным является метод поиска аналогов.

Для решения этой задачи авторами статьи была собрана и обработана информация о величинах  $\alpha_{0н}$  и  $K_{вмт}$  для группы, состоящей из 30 произвольно выбранных пластов нефтяных месторождений Западной Сибири, представленных НПК с  $K < 10$  мД (табл. 1). Проектные документы по этим объектам рассматривались и были согласованы в разное время ТКР ХМАО и ЗСНГС ЦКР Роснедр по УВС в г. Тюмени.

Таблица 1

Параметры вытеснения нефти водой по НПК месторождений Западной Сибири

Месторождение	Пласт	$K_{вмт}$ , доли ед.	$K$ , мД	$\beta_{0н}$ , доли ед.	$\alpha_{0н}$ , доли ед.	$m$ , доли ед.	$m \cdot \beta_{0н}$ , доли ед.	$m \cdot \alpha_{0н}$ , доли ед.	$m \cdot \beta_{0н} \cdot K$ , доли ед.	$m \cdot \alpha_{0н} \cdot \lg K$ , доли ед.	$m \cdot \beta_{0н} \cdot \lg K$ , доли ед.
Тортасинское	ЮС <sub>2</sub>	0,363	2,2	0,460	0,293	0,140	0,064	0,041	0,142	0,014	0,022
Ореховская площадь	ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	0,366	1,5	0,430	0,273	0,150	0,065	0,041	0,097	0,007	0,011
Тортасинское	АС <sub>5</sub>	0,387	2,5	0,460	0,282	0,139	0,064	0,039	0,160	0,016	0,025
Соровское	БС <sub>1</sub> <sup>9</sup>	0,400	1,8	0,450	0,220	0,160	0,072	0,035	0,130	0,009	0,018
Западно-Новомостовское	Ю <sub>4</sub>	0,407	0,8	0,450	0,267	0,150	0,068	0,040	0,054	-0,004	-0,007
Западно-Тугровское	Ю <sub>2-4</sub>	0,415	9,0	0,511	0,299	0,154	0,079	0,046	0,708	0,044	0,075
Приобское (ЮЛТ)*	АС <sub>9</sub>	0,419	4,0	0,570	0,331	0,170	0,097	0,056	0,388	0,034	0,058
Приобское (ЮЛТ)*	АС <sub>7</sub>	0,419	4,2	0,560	0,325	0,180	0,101	0,059	0,423	0,036	0,063
Приобское (ЮЛТ)*	АС <sub>8</sub>	0,419	4,2	0,560	0,325	0,180	0,101	0,059	0,423	0,036	0,063
Тортасинское	ЮС <sub>10</sub>	0,423	1,8	0,510	0,248	0,140	0,071	0,035	0,129	0,009	0,018
Унгыгейское	ЮС <sub>2</sub>	0,428	1,2	0,608	0,348	0,150	0,091	0,052	0,109	0,004	0,007
Восточно-Каменное	ЮК <sub>7</sub>	0,431	3,6	0,518	0,295	0,149	0,077	0,044	0,278	0,024	0,043
Ореховская площадь	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	0,433	3,9	0,510	0,289	0,160	0,082	0,046	0,318	0,027	0,048
Тортасинское	АС <sub>7</sub>	0,436	5,0	0,500	0,282	0,149	0,075	0,042	0,373	0,029	0,052
Тортасинское	ЮС <sub>4</sub>	0,437	1,1	0,520	0,293	0,130	0,068	0,038	0,074	0,002	0,003
Шушминское	Т <sub>1</sub>	0,450	9,6	0,553	0,304	0,147	0,081	0,045	0,780	0,044	0,080
Кулуинское	ЮС <sub>2</sub>	0,450	9,0	0,661	0,364	0,154	0,102	0,056	0,916	0,053	0,097
Пайтыжское	Ю <sub>4</sub>	0,457	3,2	0,550	0,299	0,174	0,096	0,052	0,306	0,026	0,048
Восточно-Каменное	ЮК <sub>5</sub>	0,459	2,8	0,537	0,291	0,135	0,072	0,039	0,203	0,018	0,032
Восточно-Каменное	ЮК <sub>4</sub>	0,463	4,6	0,574	0,308	0,151	0,087	0,047	0,399	0,031	0,057
Убинское	П	0,464	3,0	0,600	0,322	0,170	0,102	0,055	0,306	0,026	0,049
Восточно-Каменное	ЮК <sub>6</sub>	0,465	3,6	0,588	0,315	0,160	0,094	0,050	0,339	0,028	0,052
Пальяновское (юго-восточное)	ЮК1 0	0,467	5,0	0,657	0,350	0,109	0,072	0,038	0,358	0,027	0,050

Продолжение табл. 1

Месторождение	Пласт	$K_{\text{выт}}$ доли ед.	$K$ , мД	$\beta_{\text{ин}}$ доли ед.	$\alpha_{\text{он}}$ доли ед.	$m$ , доли ед.	$m \cdot \beta_{\text{ин}}$ доли ед.	$m \cdot \alpha_{\text{он}}$ доли ед.	$m \cdot \beta_{\text{ин}} \cdot K$ доли ед.	$m \cdot \alpha_{\text{он}} \cdot \lg K$ доли ед.	$m \cdot \beta_{\text{ин}} \cdot \lg K$ доли ед.
Пальяновское (юго-восточное)	ЮК10	0,467	5,0	0,657	0,350	0,109	0,072	0,038	0,358	0,027	0,050
Приобское (ЮЛТ)*	АС12	0,475	3,3	0,610	0,320	0,170	0,104	0,054	0,342	0,028	0,054
Приобское (ЮЛТ)*	АС11	0,475	1,6	0,620	0,326	0,170	0,105	0,055	0,169	0,011	0,022
Приобское (СЛТ)**	АС12	0,481	3,0	0,680	0,358	0,176	0,120	0,063	0,359	0,030	0,057
Пальяновское (северо-восточное)	ЮК2-3	0,485	1,3	0,560	0,288	0,140	0,078	0,040	0,102	0,005	0,009
Южно-Охтеурское	Ю13	0,493	1,8	0,561	0,284	0,180	0,101	0,051	0,182	0,013	0,026
Выинтойское	ЮВ11	0,530	2,1	0,630	0,296	0,130	0,082	0,038	0,172	0,012	0,026
Приобское (ЮЛТ)*	АС10	0,548	5,7	0,660	0,298	0,170	0,112	0,051	0,640	0,038	0,085
Среднее по 30 пластам		0,445	3,5	0,555	0,303	0,155	0,086	0,047	0,304	0,026	0,047

Примечание: \* ЮЛТ — Южная лицензионная территория; \*\* СЛТ — Северная лицензионная территория

На первом этапе исходные данные были обработаны без учета различной стратиграфической принадлежности пластов. Тем не менее, несмотря на определенную условность этого подхода, в результате были получены некоторые важные обобщенные зависимости. Указанные зависимости в дальнейшем будут уточнены в зависимости от возраста пластов.

Укажем, что диапазон изменения основных ФЕС исследуемых НПК и их начальная нефтенасыщенность изменяются в широких пределах (табл. 2).

Таблица 2

Диапазоны изменения ФЕС по рассматриваемым НПК ( $K < 10$  мД)

Параметры	Условные обозначения	Значения		
		min	max	Среднее
Проницаемость пласта, мД	$K$	0,8	9,6	3,5
Пористость пласта, %	$m$	11	18	15,5
Начальная нефтенасыщенность, %	$\beta_{\text{ин}}$	43	68	55,5
Остаточная нефтенасыщенность, %	$\alpha_{\text{он}}$	22	36,4	30,3
Коэффициент вытеснения нефти водой, доли ед.	$K_{\text{выт}}$	0,363	0,548	0,445
Объемная начальная нефтенасыщенность, доли ед.	$m \cdot \beta_{\text{ин}}$	0,064	0,120	0,086
Объемная остаточная нефтенасыщенность, доли ед.	$m \cdot \alpha_{\text{он}}$	0,035	0,063	0,047
Комплексный параметр (1)	$m \cdot \beta_{\text{ин}} \cdot K$	0,054	0,916	0,304
Комплексный параметр (2)	$m \cdot \beta_{\text{ин}} \cdot \lg K$	-0,007	0,097	0,047
Комплексный параметр (3)	$m \cdot \alpha_{\text{он}} \cdot \lg K$	-0,004	0,053	0,026

По результатам обработки исходных данных, приведенных в табл. 1, были построены соответствующие графики (рис. 3–5) и получены обобщенные линейные зависимости:

а) остаточной нефтенасыщенности  $\alpha_{\text{он}}$  от начальной  $\beta_{\text{ин}}$  в виде

$$\alpha_{\text{он}} = 0,3558 \cdot \beta_{\text{ин}} + 0,1055 \quad (2)$$

б) коэффициента вытеснения  $K_{\text{выт}}$  от начальной нефтенасыщенности  $\beta_{\text{ин}}$  в виде

$$K_{\text{выт}} = 0,4767 \cdot \beta_{\text{ин}} + 0,1802 \quad (3)$$

в) объемной остаточной нефтенасыщенности  $m \cdot \alpha_{\text{он}}$  от объемной начальной нефтенасыщенности  $m \cdot \beta_{\text{ин}}$  в виде

$$m \cdot \alpha_{\text{он}} = 0,4537 \cdot m \cdot \beta_{\text{ин}} + 0,0079 \quad (4)$$

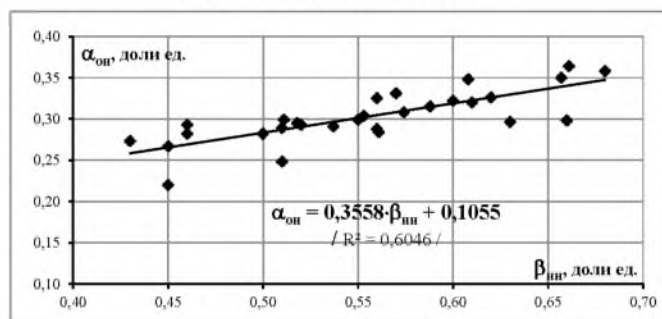


Рис. 3. Зависимость остаточной нефтенасыщенности  $\alpha_{\text{он}}$  от начальной  $\beta_{\text{ин}}$  по НПК ( $K < 10$  мД) месторождений Западной Сибири

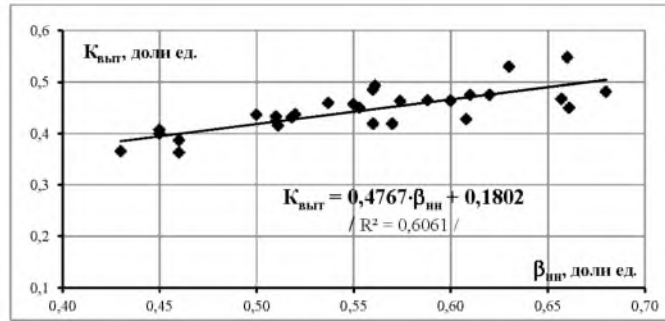


Рис. 4. Зависимость  $K_{\text{выт}}$  от  $\beta_{\text{ни}}$  по НПК ( $K < 10$  мД) месторождений Западной Сибири

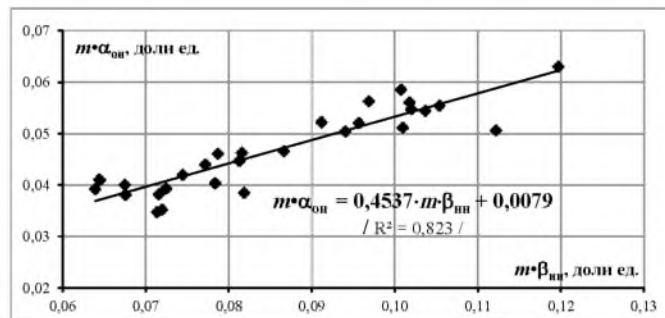


Рис. 5. Зависимость произведения  $m \cdot \alpha_{\text{он}}$  от  $m \cdot \beta_{\text{ни}}$  по НПК ( $K < 10$  мД) месторождений Западной Сибири

Отметим, что добавление в исследуемые зависимости дополнительных параметров, учитывающих проницаемость  $K$ , мД или  $\lg K$  — только ухудшает линейность ранее полученных зависимостей для определения  $\alpha_{\text{он}}$  и  $K_{\text{выт}}$ .

Рассчитаем параметр  $K_{\text{выт}}$  для различных типовых залежей по зависимости (3):

	Начальная $\beta_{\text{ни}}$ , доли ед.						
Параметры	0,375	0,40	0,45	0,50	0,55	0,60	0,65
$K_{\text{выт}}$	0,366	0,377	0,399	0,420	0,442	0,463	0,485
$\alpha_{\text{он}}$	0,238	0,249	0,270	0,290	0,307	0,322	0,335

Из представленных данных видно, что в зоне слабой нефтенасыщенности  $K_{\text{выт}}$  приближается к  $\beta_{\text{ни}}$ , а по мере роста величины  $\beta_{\text{ни}}$ , разница между  $K_{\text{выт}}$  и  $\beta_{\text{ни}}$  существенно увеличивается.

Использование полученных обобщенных зависимостей может оказаться полезным для оперативной проверки специалистами и экспертами ЗСНГ Роснедр по УВС параметров вытеснения нефти при рассмотрении проектных документов по месторождениям, содержащим запасы в особо низкопроницаемых пластах.

В качестве примера необходимости проведения экспертизы представленных  $K_{\text{выт}}$  приведем проект по Меретояхинскому месторождению, расположенному в ЯНАО Тюменской области. В июле 2014 г. по нему на заседании ЗСНГ ЦКР Роснедр по УВС был рассмотрен новый проектно-технологический документ. Отметим, что Меретояхинское месторождение содержит  $\sim 1/3$  часть запасов в УНПК (ачимовские пласты) с  $K < 2$  мД. При этом  $K_{\text{выт}}$  по УНПК, представленные авторами проекта, вызвали сомнение в их обоснованности (см. табл. 3) ввиду значительного разброса  $\alpha_{\text{он}}$  и  $K_{\text{выт}}$ , принятых для сходных условий, а именно, при весьма близких (и одинаковых) ФЕС этих пластов.



Характеристика параметров УШПК Меретояхинского месторождения

Параметры	Продуктивные пласты					
	Ач <sub>1</sub>	Ач <sub>2</sub>	Ач <sub>3</sub>	Ач <sub>4</sub>	Ач <sub>6</sub>	Ач <sub>7</sub>
Представленные в проекте 2014 г.						
К, мД	1,3	1,4	1,9	1,1	1,1	0,9
m, %	16	15	16	15	15	15
$\beta_{\text{втс}}$ , %	59	53	54	51	48	53
$\alpha_{\text{он}}$ , %	40,1	35,9	31,6	39,3	33,0	38,4
$K_{\text{выт}}$ , доли ед.	0,321	0,323	0,414	0,229(!)	0,312	0,276(!)
Расчитанные по обобщенной формуле (3)						
$K_{\text{выт}}$ , доли ед.	0,461	0,433	0,438	0,423	0,409	0,433
$\alpha_{\text{он}}$ , %	31,8	30,1	30,4	29,4	28,3	30,1
Разница в $K_{\text{выт}}$	1,44 раза	1,34 раза	1,06 раза	1,85 раза	1,31 раза	1,57 раза

Остаточная нефть, принятая в проекте на уровне 38–40 % при  $\beta_{\text{втс}}$  — 51–59 % , представляется явно завышенной, а  $K_{\text{выт}}$  — необоснованно занижены. В результате проведенной экспертной проверки установлено, что  $K_{\text{выт}}$  принятые в проекте для 3D-моделирования, оказались заниженными в 1,3–1,8 раза, что абсолютно неприемлемо для проектирования разработки.

Приведенный пример наглядно показывает, что в последнее время внимание проектантов и членов ЗСНГС ЦКР Роснедр по УВС к вопросу обоснованного принятия коэффициента вытеснения существенно ослабло. В качестве этого ключевого параметра, определяющего величину КИН в 3D-моделях, сейчас нередко принимают случайные величины, не имеющие отношения к практике проектирования разработки нефтяных залежей.

Также можно отметить, что если по всем основным параметрам 3D-геологических и 3D-фильтрационных моделей существующее РД предъявляет весьма строгие требования ( $\Delta = \pm 5\%$ ), то к коэффициенту вытеснения какие-либо требования, определяющие достоверность его определения, в РД совершенно отсутствуют. Эта ситуация требует исправления.

- В ходе исследования авторами проведена статистическая обработка сведений о коэффициентах вытеснения нефти водой, полученных по 30 геологическим объектам, представленным особо низкопроницаемыми ( $K < 10$  мД) коллекторами на ряде нефтяных месторождений Западной Сибири.

- В результате обработки исходных данных получены приближенные аналитические и графические зависимости, позволяющие более уверенно оценивать параметры  $\alpha_{\text{он}}$  и  $K_{\text{выт}}$  для ультранизкопроницаемых коллекторов.

- Полученные зависимости рекомендуется использовать специалистам по 3D-моделированию на первом этапе проектирования для приближенной оценки параметров  $\alpha_{\text{он}}$  и  $K_{\text{выт}}$  в особо низкопроницаемых пластах нефтяных месторождений Западной Сибири.

- Экспертам и консультантам ЗСНГС ЦКР Роснедр по УВС рекомендуется также пользоваться полученными зависимостями на рабочих совещаниях при рассмотрении проектных работ в части проверки обоснованности представляемых величин  $\alpha_{\text{он}}$  и  $K_{\text{выт}}$ .

#### Список литературы

1. Питкевич В. Т. и др. Организация длительного хранения, хранение и дополнительные исследования керн по скважинам ОАО «Юганскнефтегаз». // Отчет Сибининп. Тюмень. 1997.
2. Материалы по разработке Дорожного и Толумского лицензионных участков // Сибининп, Тюмень. 2003.
3. Янин А. Н. Оценка коэффициента вытеснения нефти водой по обобщенным зависимостям (на примере пластов группы Ю<sub>1</sub> Нижневартовского свода) // Бурение и нефть. 2014, № 7–8. – С.28-32.

#### Сведения об авторах

**Янин Анатолий Николаевич**, генеральный директор ООО «Проектное бюро «ТЭРМ», г. Тюмень, e-mail: term@term-pb.ru

**Черевко Михаил Александрович**, зам. генерального директора, главный геолог ООО «Газпромнефть-Хантос», г. Ханты-Мансийск

**Паровичак Константин Михайлович**, к. г.-м. н., директор Департамента разработки нефтегазовых месторождений, ООО «Независимая нефтегазовая компания», г. Москва

**Yanin A. N.**, General Director of ООО "Designing bureau «TERM», Tyumen, e-mail: term@term-pb.ru

**Cherevko M. A.**, Deputy General Director, chief geologist of ООО «Gaspromneft-Khantos», the town of Khanty-Mansiik

**Parovinchak K. M.**, Candidate of Sciences in Geology and Mineralogy, Director of Department for oil and gas fields development, ООО «Independent Oil and Gas Company», Moscow