

Нефтепромысловое дело. 2023. № 3(61). С. 17–24.

Oilfield engineering. 2023;(31(651)):17–24.

Научная статья

УДК 622.276.57

DOI: 10.33285/0207-2351-2023-3(651)-17-24

20 ЛЕТ СПУСТЯ: АНАЛИЗ ТЕНДЕНЦИЙ ИЗМЕНЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ ПО НИЗКОПРОНИЦАЕМЫМ ПЛАСТАМ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (с 1993–1997 по 2013–2016 гг.)

А.Н. Янин¹, М.М. Биккулов²

¹Проектное Бюро "ТЭРМ", Тюмень, Россия

²Газпромнефть-Хантос, Ханты-Мансийск, Россия

¹term@term-pb.ru

Аннотация. Одной из причин недостаточно полного и достоверного обоснования величины $K_{\text{выт.}}$ в проектных документах является отсутствие установленных государством (в виде РД) четких количественных критериев, определяющих оптимальные границы изученности указанного параметра (необходимое число изученных образцов керна, число опытов по нефтевытеснению).

Коэффициент вытеснения нефти водой, определенный на начальной степени освоения залежи, при наличии небольшого объема исследований может значительно отличаться от его величины, установленной на более поздних стадиях разработки, особенно в условиях содержания нефти в залежах с низко- и ультранизкопроницаемыми коллекторами.

По Приобскому месторождению после значительного увеличения числа проведенных исследований (рост числа образцов с 55 до 486) для пластов с низкой проницаемостью (~1...10 мД) произошло сильное снижение коэффициента вытеснения нефти водой при проницаемости:

– 0,85 мД – с 0,398 до 0,219, или в 1,82 раза;

– 3,5 мД – с 0,482 до 0,350, или в 1,38 раза;

– 6,6 мД – с 0,514 до 0,396, или в 1,3 раза;

– 9,5 мД – с 0,542 до 0,433, или в 1,25 раза.

В среднем по всей выборке керна $K_{\text{выт.}}$ снизился с 0,488 до 0,358, или в 1,36 раза.

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности в исследованиях 2013–2016 гг. по сравнению с исследованиями 1993–1997 гг., наоборот, существенно увеличился: для $K_{\text{пр.}} = 0,85$ мД – с 0,221 до 0,286; $K_{\text{пр.}} = 6,6$ мД – с 0,257 до 0,311; $K_{\text{пр.}} = 9,5$ мД – с 0,262 до 0,317, в среднем по всей выборке керна $K_{\text{он}}$ увеличился с 0,248 до 0,306, или на 23 %.

Таким образом, ретроспективное изучение 20-летней истории изменения параметров нефтевытеснения по Приобскому месторождению выявило существенное изменение представления о достоверной величине $K_{\text{выт.}}$, показав значительное его снижение, особенно в области с ультранизкой ($K_{\text{пр.}} < 1,5$ мД) проницаемостью образцов керна.

Ключевые слова: Приобское месторождение, пласты АС_{10–12}, коэффициент вытеснения, коэффициент остаточной нефтенасыщенности, низко- и ультранизкопроницаемые коллекторы, опыты на керне по вытеснению нефти водой

Для цитирования: Янин А.Н., Биккулов М.М. 20 лет спустя: анализ тенденций изменения коэффициента вытеснения нефти водой по низкопроницаемым пластам Приобского месторождения (с 1993–1997 по 2013–2016 гг.) // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 3(651). – С. 17–24. – DOI: 10.33285/0207-2351-2023-3(651)-17-24

Original article

20 YEARS LATER: ANALYSIS OF TRENDS OF THE OIL-WATER DISPLACEMENT FACTOR CHANGE IN LOW-PERMEABLE RESERVOIRS OF THE PRIOBSKOYE FIELD (from 1993–1997 up to 2013–2016)

A.N. Yanin¹, M.M. Bikkulov²

¹PB "TERM", Tyumen, Russia

²Gazpromneft-Khantos, Khanty-Mansiysk, Russia

¹term@term-pb.ru

Abstract. One of the reasons for the insufficiently complete and reliable substantiation of $K_{\text{выт.}}$ value in the project documentation is the lack of clear quantitative criteria established by the state (in the form of RD) that determine the "optimal" boundaries of the specified parameter study (the required number of core samples studied, the number of oil displacement experiments).

The coefficient of oil displacement by water, determined at the initial stage of a reservoir development, in the presence of a small amount of research, can differ significantly from its value, established at the later stages of development, especially in conditions of oil content in deposits with low- and ultra-low-permeability reservoirs.

For the Priobskoye field, after a significant increase in the number of studies performed (an increase in the number of samples from 55 to 486), for low permeable reservoirs (~1...10 мД), there occurred a strong decrease of the coefficient of oil displacement by water at the following permeability:

- 0,85 мД – from 0,398 to 0,219, or 1,82 times;
- 3,5 мД – from 0,482 to 0,350, or 1,38 times;
- 6,6 мД – from 0,514 to 0,396, or 1,3 times;
- 9,5 мД – from 0,542 to 0,433, or 1,25 times.

On the average, for the entire core sampling, $K_{\text{выт}}$ decreased from 0,488 to 0,358, or 1,36 times.

Residual oil saturation coefficient in the studies performed in 2013–2016, as compared with the studies of 1993–1997, on the contrary, it increased significantly: for $K_{\text{пр}} = 0,85$ мД – from 0,221 to 0,286; $K_{\text{пр}} = 6,6$ мД – from 0,257 to 0,311; $K_{\text{пр}} = 9,5$ мД – from 0,262 to 0,317, on the average for the entire core sampling, $K_{\text{он}}$ increased from 0,248 to 0,306, or by 23 %.

Thus, a retrospective study of the 20-year history of changes of oil displacement parameters in the Priobskoye field revealed a significant change in the idea of a reliable value of $K_{\text{выт}}$, showing its significant decrease, especially in the area with ultra-low ($K_{\text{пр}} < 1,5$ мД) permeability of core samples.

Keywords: Priobskoye field, AC_{10-12} formations, displacement coefficient, residual oil saturation coefficient, low- and ultra-low-permeability reservoirs, core tests on oil displacement by water

For citation: Yanin A.N., Bikkulov M.M. 20 years later: analysis of trends of the oil-water displacement factor change in low-permeable reservoirs of the Priobskoye field (from 1993–1997 up to 2013–2016) // Oilfield engineering. 2023;3(651):17–24. DOI: 10.33285/0207-2351-2023-3(651)-17-24

Цель статьи: с учетом примерно 10-кратного увеличения числа исследованных образцов выполнить сопоставление величин $K_{\text{выт}}$, определенных на керне в 1993–1997 гг., и спустя 20 лет – в 2013–2019 гг.; оценить тенденции его изменения за указанный период с учетом применения в отрасли современного лабораторного оборудования для изучения керна.

Объект исследования: низкопроницаемые ($K_{\text{пр}} \sim 1...10$ мД) пласты объекта AC_{10-12} уникального Приобского месторождения, разрабатываемого ООО "Газпромнефть–Хантос" (южная часть) и ООО "Роснефть–Юганскнефтегаз" (северная часть).

Методы исследования: статистическая обработка результатов лабораторных исследований (поточные эксперименты), выполненных первоначально АО "СибНИИ НП" в 1993–1996 гг. – 55 образцов керна, а затем ООО "Нефтеком" в 2013–2016 гг. – 486 образцов.

В последние годы при рассмотрении проектных документов на ЦКР Роснедр по углеводородному сырью (УВС) особое внимание уделяется обоснованию коэффициента вытеснения нефти как наиболее важной составляющей КИН. Установление достоверной величины $K_{\text{выт}}$ является предметом дискуссий исполнителей проектно-технологических документов и экспертов ЦКР. По мнению авторов, одной из причин, обуславливающих расхождение во взглядах специалистов на обоснование $K_{\text{выт}}$, является отсутствие государственного стандарта, позволяющего четко и предметно оценивать достаточность (недостаточность) объемов выполненных исследований для объектов, имеющих различное количество начальных геологических запасов (НГЗ) нефти [1].

Критерии достижения оптимальной изученности основных геологических параметров залежей нефти и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов в настоящее время (количественно) законодательно не

установлены. В этом корень проблемы, не позволяющей государству осуществлять объективный контроль за деятельностью недропользователей на участках, содержащих УВС. Отмеченное в полной мере относится и к коэффициенту вытеснения нефти водой.

Из практики рассмотрения проектных документов на ЦКР Роснедр по УВС известно [2], что обычно комиссия неохотно вносит изменения в ранее утвержденные величины $K_{\text{выт}}$ (в сторону их снижения), даже в случае получения новых представительных данных об исследованиях, выполненных на собственном керне. Поэтому подобная ситуация требует внимательного рассмотрения всех имеющихся материалов в каждом конкретном случае.

Отметим, что процесс стабилизации $K_{\text{выт}}$ по мере увеличения объема проведенных экспериментов рассмотрен в работе [2].

Далее изучим динамику изменения во времени параметра $K_{\text{выт}}$ на примере низкопроницаемых ($K_{\text{пр}} \sim 1...10$ мД) коллекторов Приобского месторождения. Покажем, что коэффициенты вытеснения, определенные в начале освоения месторождения по небольшому числу керновых данных, впоследствии претерпевают значительные изменения.

Обратимся к истории вопроса и сравним методические подходы к определению $K_{\text{выт}}$ и $K_{\text{он}}$, использованные специалистами в различные временные периоды (с разницей ~20 лет).

Ранее, в 1993–1997 гг. методика, применяемая АО "СибНИИ НП" (В.Т. Питкевич, Е.А. Романов, В.Ю. Колмогоров и др.) для изучения $K_{\text{он}}$ и $K_{\text{выт}}$ нефти водой на моделях пластов AC_{10} , AC_{11} , AC_{12} Приобского месторождения (северная часть), состояла в следующем [3, 4].

Эксперименты проводили по ОСТ 39-195-86 на моделях, составленных из цилиндрических образцов. Определение коллекторских свойств образцов выпол-

няли по ГОСТ 26450.0-85 Горные породы. Методика определения коллекторских свойств. Эксперименты выполняли в основном на имевшемся в то время в г. Тюмени отечественном лабораторном оборудовании.

Подготовка к моделированию процесса заводнения завершалась выдержкой системы в течение 8...10 ч. После замены керосина на нефть (2...3 поровых объема) систему оставляли на выдержку 4...6 ч. Затем осуществляли вытеснение нефти из колонки керна раствором хлористого натрия, имеющим минерализацию 20 г/л. В ходе опытов проводился контроль линейной скорости вытеснения, перепада давления, температуры, внешнего и порового давлений, расхода агента.

После получения полной обводненности продукции на выходе опыт завершали. При этом объем прокачки воды доходил до 5...7 поровых объемов колонки керна. Параметр $K_{он}$ определяли в течение 4...5 ч методом сухой дистилляции в ретортах при $T = 170...180$ °С [3, 4].

Спустя 20 лет в отечественных лабораториях по исследованию керна широко применяется современное зарубежное оборудование. Например, в ООО "Нефтеком" (г. Тюмень) моделирование процесса вытеснения нефти водой на образцах керна Приобского месторождения (южная часть) осуществляли на комплексном стенде EFES-655 производства компании Coretest systems [5].

Стандарт проведения работ при этом остался прежним – ОСТ 39-195-86 Нефть. Метод определения коэффициентов вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. В то же время технология выполнения этих работ (по этапам) претерпела некоторые изменения, направленные на сокращение времени, затрачиваемого на эксперименты по низкопроницаемым образцам керна. Опыты заканчивали при прокачке не 5...7 (как ранее), а 3...4 поровых объемов исследуемой колонки.

Данные об определении $K_{выт.}$ по 55 низкопроницаемым образцам керна Приобского месторождения (северная часть), полученные в АО "СибНИИП" в 1993–1997 гг. [3, 4], приведены в табл. 1.

Таблица 1

Исходные параметры 55 образцов керна и результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой по Приобскому месторождению (северная часть)

Источник: отчеты АО "СибНИИП" за 1993–1997 гг. [3, 4]

Номер скважины	Пласт	$K_{пр.},$ мД	m	$K_{он}$	$K_{ин}$	$K_{выт.}$	$mK_{ин}$	$mK_{он}$	$(K/m)^{1/2}$
3730	АС ₁₁	0,9	0,182	0,198	0,307	0,355	0,056	0,036	2,473
2132	АС ₁₂	1,0	0,189	0,278	0,478	0,418	0,090	0,053	2,646
3730	АС ₁₁	1,0	0,179	0,154	0,329	0,532	0,059	0,028	2,793
3730	АС ₁₁	1,1	0,168	0,189	0,248	0,238	0,042	0,032	3,274
2132	АС ₁₂	1,2	0,177	0,278	0,41	0,322	0,073	0,049	3,390
2106	АС ₁₂	1,2	0,167	0,305	0,424	0,291	0,071	0,051	3,593
2132	АС ₁₂	1,3	0,16	0,225	0,361	0,377	0,058	0,036	4,063
2132	АС ₁₂	1,4	0,162	0,257	0,344	0,253	0,056	0,042	4,321

Номер скважины	Пласт	$K_{пр.},$ мД	m	$K_{он}$	$K_{ин}$	$K_{выт.}$	$mK_{ин}$	$mK_{он}$	$(K/m)^{1/2}$
2132	АС ₁₂	1,4	0,172	0,256	0,422	0,393	0,073	0,044	4,070
88	АС ₁₂	1,5	0,16	0,193	0,456	0,577	0,073	0,031	4,688
88	АС ₁₂	1,5	0,167	0,208	0,453	0,541	0,076	0,035	4,491
88	АС ₁₂	1,6	0,168	0,207	0,462	0,552	0,078	0,035	4,762
88	АС ₁₂	1,6	0,159	0,208	0,464	0,552	0,074	0,033	5,031
2132	АС ₁₂	1,6	0,155	0,228	0,421	0,458	0,065	0,035	5,161
2132	АС ₁₂	1,6	0,15	0,213	0,392	0,457	0,059	0,032	5,333
2132	АС ₁₂	1,7	0,156	0,174	0,388	0,552	0,061	0,027	5,449
88	АС ₁₂	1,7	0,159	0,254	0,49	0,482	0,078	0,040	5,346
2132	АС ₁₂	1,8	0,162	0,157	0,428	0,633	0,069	0,025	5,556
88	АС ₁₂	1,8	0,182	0,219	0,46	0,524	0,084	0,040	4,945
88	АС ₁₂	1,9	0,18	0,229	0,424	0,46	0,076	0,041	5,278
2132	АС ₁₂	1,9	0,153	0,231	0,384	0,398	0,059	0,035	6,209
88	АС ₁₂	1,9	0,183	0,241	0,447	0,462	0,082	0,044	5,191
88	АС ₁₀₋₃	2,0	0,158	0,232	0,409	0,433	0,065	0,037	6,329
2132	АС ₁₂	2,0	0,151	0,224	0,424	0,472	0,064	0,034	6,623
2132	АС ₁₂	2,0	0,16	0,197	0,482	0,581	0,077	0,032	6,250
88	АС ₁₂	2,1	0,189	0,24	0,4	0,4	0,076	0,045	5,556
88	АС ₁₂	2,3	0,178	0,201	0,437	0,54	0,078	0,036	6,461
3730	АС ₁₁	2,3	0,19	0,338	0,469	0,28	0,089	0,064	6,053
88	АС ₁₂	2,4	0,188	0,213	0,508	0,58	0,096	0,040	6,383
2132	АС ₁₂	2,6	0,181	0,249	0,492	0,494	0,089	0,045	7,182
2132	АС ₁₂	2,6	0,179	0,247	0,451	0,452	0,081	0,044	7,263
212	АС ₁₀₋₃	2,7	0,17	0,314	0,465	0,325	0,079	0,053	7,941
217	АС ₁₂	2,7	0,185	0,224	0,505	0,556	0,093	0,041	7,297
3730	АС ₁₁	2,7	0,199	0,286	0,407	0,297	0,081	0,057	6,784
3730	АС ₁₁	2,8	0,176	0,262	0,339	0,227	0,060	0,046	7,955
217	АС ₁₂	2,9	0,187	0,245	0,41	0,402	0,077	0,046	7,754
2132	АС ₁₂	3,0	0,185	0,254	0,49	0,482	0,091	0,047	8,108
217	АС ₁₂	3,1	0,19	0,205	0,556	0,631	0,106	0,039	8,158
212	АС ₁₂	3,2	0,19	0,299	0,58	0,484	0,110	0,057	8,421
217	АС ₁₂	3,2	0,185	0,241	0,56	0,57	0,104	0,045	8,649
2106	АС ₁₂	3,2	0,175	0,26	0,5	0,48	0,088	0,046	9,143
88	АС ₁₂	3,2	0,185	0,241	0,56	0,57	0,104	0,045	8,649
2132	АС ₁₂	3,3	0,178	0,268	0,492	0,455	0,088	0,048	9,270
88	АС ₁₂	3,5	0,185	0,219	0,529	0,586	0,098	0,041	9,459
88	АС ₁₂	3,5	0,185	0,251	0,528	0,525	0,098	0,046	9,459
88	АС ₁₂	3,6	0,181	0,221	0,531	0,584	0,096	0,040	9,945
88	АС ₁₀₋₃	3,7	0,192	0,248	0,532	0,534	0,102	0,048	9,635
88	АС ₁₂	3,8	0,181	0,281	0,455	0,382	0,082	0,051	10,497
2106	АС ₁₂	4,0	0,181	0,273	0,549	0,503	0,099	0,049	11,050
212	АС ₁₂	4,7	0,173	0,313	0,435	0,269	0,075	0,054	13,584
88	АС ₁₂	4,9	0,187	0,252	0,549	0,541	0,103	0,047	13,102
3730	АС ₁₁	8,4	0,215	0,237	0,498	0,524	0,107	0,051	19,535
3730	АС ₁₁	9,2	0,209	0,247	0,514	0,519	0,107	0,052	22,010
67	АС ₁₀	9,3	0,158	0,279	0,602	0,537	0,095	0,044	29,430
3730	АС ₁₁	9,5	0,204	0,284	0,544	0,478	0,111	0,058	23,284
Среднее		2,9	0,177	0,241	0,459	0,465	0,082	0,043	7,9

Диапазон изменения ФЕС образцов керна составил: проницаемость 0,9...9,5 мД (средняя – 2,9 мД); коэффициент пористости 0,15...0,215 (средний – 0,177), коэффициент начальной нефтенасыщенности – 0,248...0,602 (средний – 0,459); коэффициент остаточной нефтенасыщенности $K_{он}$ – 0,154...0,338 (средний – 0,241); коэффициент вытеснения нефти водой $K_{выт.}$ – 0,227...0,631 (средний – 0,465).

На основании данных по 55 образцам керна (см. табл. 1) были изучены взаимосвязи их фильтрационно-емкостных параметров m , $K_{пр.}$ и нефтенасыщенности $K_{нн}$ (рис. 1).

На графиках (см. рис. 1) виден большой разброс величин исследуемых геологических параметров и нефтенасыщенности, а также низкие коэффициенты детерминации этих взаимосвязей.

После обработки первичных исходных данных АО "СибНИИИП" параметров нефтевытеснения по выборке керна (1993–1997 гг.) получены следующие результаты (табл. 2, рис. 2 и 3).

Из табл. 2 видно, что полученные в результате обработки первичных данных зависимости ($K_{выт.}$ и $K_{он}$) характеризуются незначительными коэффициентами детерминации R^2 (0,069...0,322), т. е. эти зависимости нельзя считать достоверными.

Далее по 55 образцам были построены графики зависимости параметров нефтевытеснения ($K_{выт.}$ и $K_{он}$) от ФЕС [$K_{пр.}$; $\sqrt{(K_{пр.}/m)}$] и от начальной нефтенасыщенности $K_{нн}$ (см. рис. 2, 3).

Из рис. 2 и 3 следует, что полученные АО "СибНИИИП" (1993–1997 гг.) зависимости $K_{выт.}$ и $K_{он}$ от ряда геологических параметров тесно не связаны и поэтому не могут быть признаны достоверными. Вследствие этого использование их в гидродинамических расчетах в тот период времени приводило к серьезным ошибкам.

Далее выполнено сопоставление результатов расчета $K_{выт.}$ и $K_{он}$ по зависимостям 1993–1997 гг. (АО "СибНИИИП" – 55 образцов) и 2013–2016 гг. (ООО "Нефтеком" – 486 образцов) (табл. 3) в одинаковом диапазоне изменения параметров: проницаемости – от 0,85 до 9,5 мД; коэффициента пористости – от 0,161 до 0,196; коэффициента начальной нефтенасыщенности – от 0,37 до 0,56 доли ед.

Таблица 2

Зависимости $K_{выт.}$ и $K_{он}$ от ФЕС и $K_{нн}$ по всей совокупности 55 образцов керна, исследованных в 1993–1997 гг. в АО "СибНИИИП"

№ п/п	Определяемый параметр	Вид зависимости	R^2 , доли ед.
1	$K_{выт.} = f(K_{пр.})$	$K_{выт.} = 0,0497 \ln K_{пр.} + 0,4211$	0,069
2	$K_{выт.} = f[(K_{пр.}/m)^{1/2}]$	$K_{выт.} = 0,0548 \ln [(K_{пр.}/m)^{1/2}] + 0,3596$	0,0726
3	$K_{выт.} = f(K_{нн})$	$K_{выт.} = -0,8152K_{нн}^2 + 1,613K_{нн} - 0,0995$	0,3834
4	$K_{он} = f(K_{пр.})$	$K_{он} = 0,0259 \ln K_{пр.} + 0,218$	0,1423
5	$K_{он} = f[(K_{пр.}/m)^{1/2}]$	$K_{он} = 0,0024[(K_{пр.}/m)^{1/2}] + 0,2218$	0,1056
6	$mK_{он} = f(mK_{нн})$	$mK_{он} = 0,0225 \ln (mK_{нн}) + 0,0996$	0,332

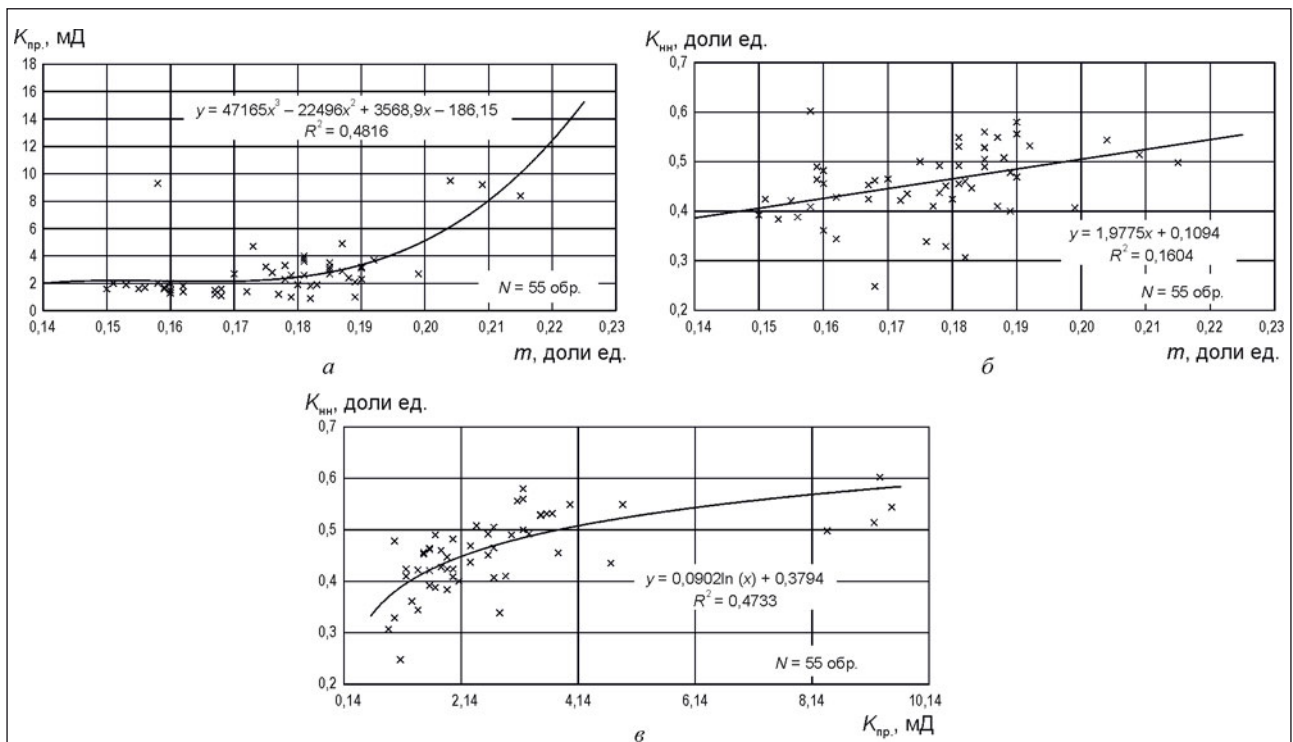
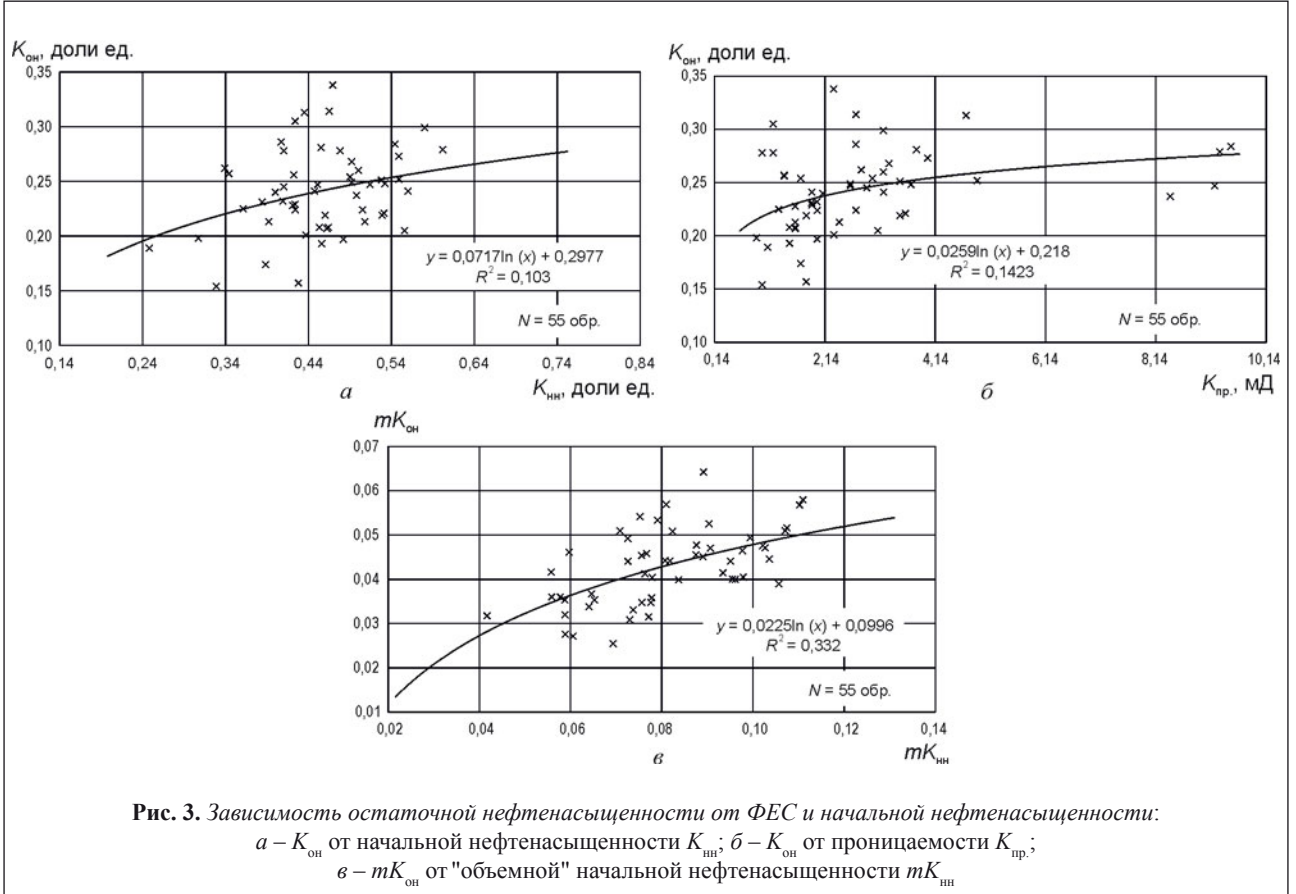
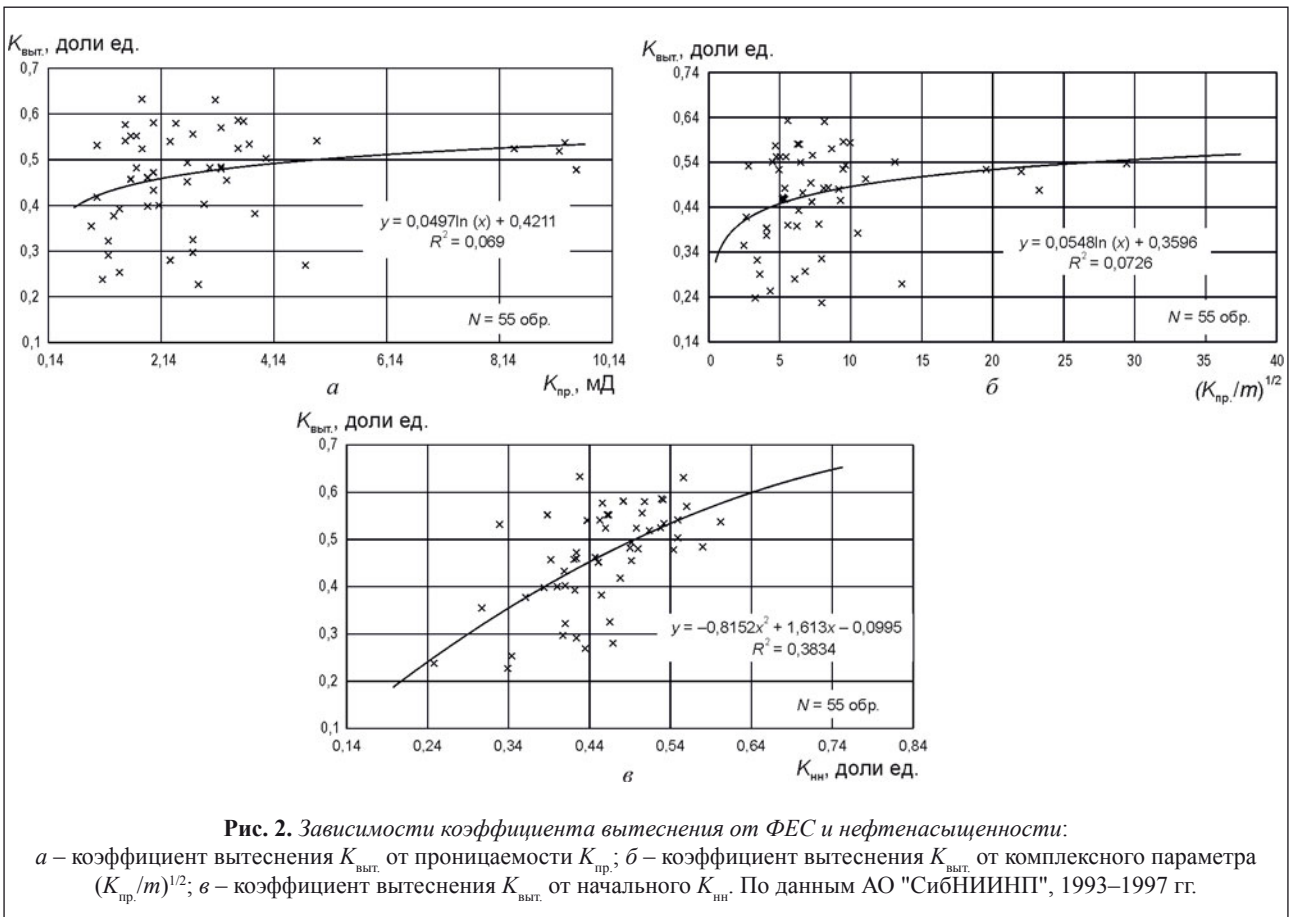


Рис. 1. Сопоставление фильтрационно-емкостных параметров и нефтенасыщенности по 55 образцам керна Приобского месторождения (северная часть) (АО "СибНИИИП" (1993–1997 гг.): а – пористости m и проницаемости $K_{пр.}$; б – пористости m и нефтенасыщенности $K_{нн}$; в – проницаемости $K_{пр.}$ и нефтенасыщенности $K_{нн}$



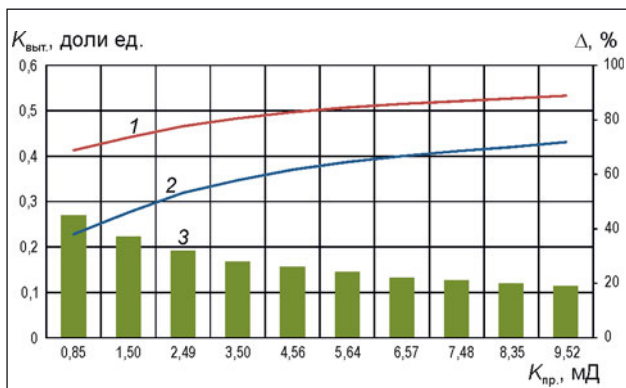


Рис. 4. Сопоставление величин $K_{\text{выт.}}$ по Приобскому месторождению, определенных в 1993–1997 (55 обр.) и 2013–2016 гг. (486 обр.) по интервалам проницаемости $K_{\text{пр.}}$, мД:
 1 – результаты 1993–1997 гг.; 2 – результаты 2013–2016 гг.;
 3 – отклонение результатов 1993–1997 гг. от данных 2013–2016 гг. (в %)

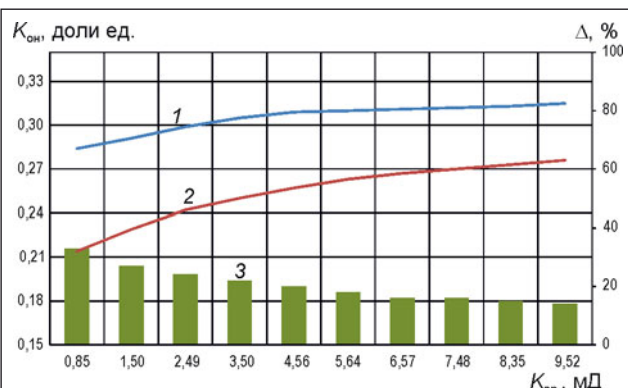
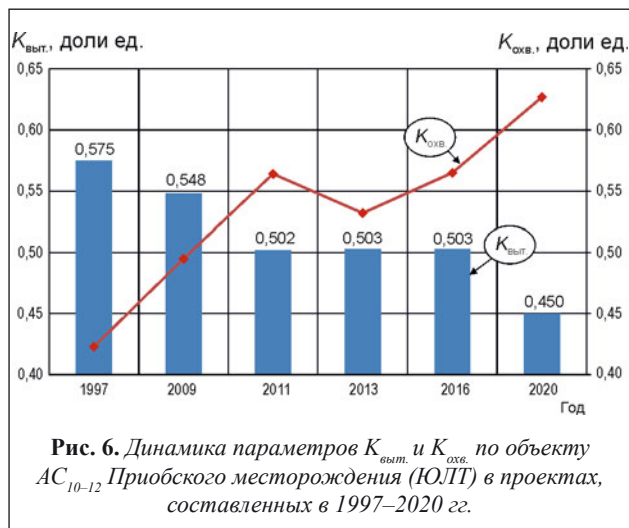


Рис. 5. Сопоставление остаточной нефтенасыщенности $K_{\text{он}}$ по Приобскому месторождению по результатам опытов 1993–1997 гг. (55 обр.) и 2013–2016 гг. (486 обр.), выполненное по интервалам проницаемости $K_{\text{пр.}}$:
 1 – 1993–1997 гг.; 2 – 2013–2016 гг.; 3 – отклонение результатов 1993–1997 гг. от данных 2013–2016 гг. (в %)

Таблица 3

Сопоставление результатов расчетов $K_{\text{выт.}}$ и $K_{\text{он}}$ (по формулам 1993–1997 и 2013–2016 гг.) для НПК и УНПК Приобского месторождения

№ п/п	Определяемый параметр	Годы	$K_{\text{пр.}}$, мД	0,85	1,50	2,49	3,50	4,56	5,64	6,57	7,48	8,35	9,52	Среднее
				$\pm\Delta$, %	m	0,161	0,171	0,178	0,180	0,182	0,180	0,185	0,186	
1	$K_{\text{выт.}} = f(K_{\text{пр.}})$	2013–2016		0,228	0,276	0,319	0,347	0,370	0,387	0,400	0,411	0,420	0,431	0,359
		1993–1997		0,413	0,441	0,466	0,483	0,497	0,507	0,515	0,521	0,527	0,533	0,490
		$\pm\Delta$, %		+45	+37	+32	+28	+26	+24	+22	+21	+20	+19	+27
2	$K_{\text{выт.}} = f(K_{\text{ин}})$	2013–2016		0,217	0,267	0,313	0,348	0,370	0,396	0,396	0,404	0,422	0,438	0,357
		1993–1997		0,386	0,421	0,455	0,481	0,498	0,517	0,517	0,523	0,537	0,548	0,488
		$\pm\Delta$, %		+44	+37	+31	+28	+26	+23	+23	+23	+21	+20	+28
3	$K_{\text{выт.}}$ через $mK_{\text{он}} = f(mK_{\text{ин}})$	2013–2016		0,211	0,278	0,330	0,355	0,373	0,386	0,393	0,400	0,412	0,429	0,357
		1993–1997		0,395	0,431	0,463	0,482	0,494	0,506	0,511	0,516	0,529	0,545	0,487
		$\pm\Delta$, %		+47	+35	+29	+26	+24	+24	+23	+22	+22	+21	+27
4	$K_{\text{он}} = f(K_{\text{ин}})$	2013–2016		0,282	0,294	0,299	0,303	0,306	0,309	0,309	0,310	0,313	0,315	0,304
		1993–1997		0,226	0,233	0,239	0,244	0,247	0,251	0,250	0,251	0,254	0,256	0,245
		$\pm\Delta$, %		-27	-26	-25	-24	-24	-23	-24	-24	-24	-23	-23
5	$K_{\text{он}} = f(K_{\text{пр.}})$	2013–2016		0,284	0,291	0,299	0,305	0,309	0,310	0,311	0,312	0,313	0,315	0,305
		1993–1997		0,214	0,229	0,242	0,250	0,257	0,263	0,267	0,270	0,273	0,276	0,254
		$\pm\Delta$, %		-33	-27	-24	-22	-20	-18	-16	-16	-15	-14	-20
6	$K_{\text{он}} = f(mK_{\text{ин}})$	2013–2016		0,292	0,293	0,297	0,305	0,309	0,318	0,314	0,315	0,320	0,320	0,308
		1993–1997		0,224	0,231	0,238	0,245	0,249	0,256	0,253	0,254	0,256	0,255	0,246
		$\pm\Delta$, %		-30	-27	-25	-24	-24	-24	-24	-24	-24	-25	-25
7	$K_{\text{выт.}}$ средний по трем методам	2013–2016		0,219	0,274	0,321	0,350	0,371	0,390	0,396	0,405	0,418	0,433	0,358
		1993–1997		0,398	0,431	0,461	0,482	0,496	0,510	0,514	0,520	0,531	0,542	0,488
		$\pm\Delta$, %		+82	+57	+44	+38	+34	+31	+30	+28	+27	+25	+40
8	$K_{\text{он}}$ средний по трем методам	2013–2016		0,286	0,293	0,298	0,304	0,308	0,312	0,311	0,312	0,315	0,317	0,306
		1993–1997		0,221	0,231	0,240	0,246	0,251	0,257	0,257	0,258	0,261	0,262	0,248
		$\pm\Delta$, %		-23	-21	-20	-19	-18	-18	-17	-17	-17	-17	-19



Динамика проектных величин $K_{\text{выт.}}$ и $K_{\text{охв.}}$, утвержденных ЦКР, по объекту АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения (ЮЛТ)

Параметры	Проектные документы, утвержденные ЦКР (по годам)					
	1997	2009	2011	2013	2016	2020
$K_{\text{выт.}}$	0,575	0,548	0,502	0,503	0,503	0,450
То же, %	100	95	87	87	87	78
$K_{\text{охв.}}$	0,423	0,495	0,564	0,532	0,565	0,627
То же, %	100	117	133	126	134	148

изменении коэффициента вытеснения вполне соответствуют полученным авторами данным.

Выводы

1. Одной из веских причин недостаточно полного и достоверного обоснования величины коэффициента вытеснения нефти водой в проектах разработки, а также отклонения его на заседаниях ЦКР Роснедр по УВС является отсутствие установленных государством (в виде РД) четких количественных критериев, определяющих оптимальные границы изученности указанного параметра (необходимое число исследованных образцов керна, опытов по нефтевытеснению и т. п.).

2. Коэффициент вытеснения нефти водой, определенный на начальной степени освоения залежи, при наличии небольшого объема исследований впоследствии может измениться в сторону более достоверной (установленной на поздних стадиях разработки) величины, особенно для залежей, представленных низко- и ультранизкопроницаемыми коллекторами.

3. По Приобскому месторождению за 20-летний период после значительного увеличения числа проведенных исследований (число образцов выросло с 55 до 486) для пластов с низкой проницаемостью (~1...10 мД) произошло сильное снижение коэффициента вытеснения нефти водой:

- при $K_{\text{пр.}} = 0,85$ мД – с 0,398 до 0,219 (или в 1,82 раза);
- $K_{\text{пр.}} = 3,5$ мД – с 0,482 до 0,350 (или в 1,38 раза);
- $K_{\text{пр.}} = 6,6$ мД – с 0,514 до 0,396 (или в 1,3 раза);
- $K_{\text{пр.}} = 9,5$ мД – с 0,542 до 0,433 (снижение в 1,25 раза).

В среднем по всей выборке керна $K_{\text{выт.}}$ снизился с 0,488 до 0,358, или в 1,36 раза.

4. И наоборот, коэффициент остаточной нефтенасыщенности $K_{\text{он}}$ в исследованиях 2013–2016 гг. против 1993–1997 гг. существенно увеличился:

- для $K_{\text{пр.}} = 0,85$ мД – с 0,221 до 0,286;
- для $K_{\text{пр.}} = 6,6$ мД – с 0,257 до 0,311;
- для $K_{\text{пр.}} = 9,5$ мД – с 0,262 до 0,317.

В среднем по всей выборке керна $K_{\text{он}}$ увеличился на 23 % с 0,248 до 0,306.

5. Таким образом, анализ материалов 20-летней истории изменения параметров нефтевытеснения по пла-

Сравнение двух указанных подходов, использованных для оценки $K_{\text{выт.}}$ и $K_{\text{он}}$, привело к получению следующих результатов.

Если принимать величины $K_{\text{выт.}}$ и $K_{\text{он}}$, установленные в 2013–2016 гг. (по 486 образцам) за "истинные" (достоверные), то обнаружится, что в экспериментах АО "СибНИИ НП" 1993–1997 гг. [3, 4] коэффициент вытеснения был значительно завышен, а именно:

- а) по зависимости $K_{\text{выт.}} = f(K_{\text{пр.}}, \text{мД})$: от 1,81 (при $K_{\text{пр.}} = 0,85$ мД) до 1,24 раза (при $K_{\text{пр.}} = 9,5$ мД);
- б) по зависимости $K_{\text{выт.}} = f(K_{\text{он}}, \text{доли ед.})$: от 1,78 (при $K_{\text{он}} = 0,37$ доли ед.) до 1,25 раза (при $K_{\text{он}} = 0,56$ доли ед.).

Ранее в экспериментах АО "СибНИИ НП" (1993–1997 гг.) остаточная нефтенасыщенность $K_{\text{он}}$ была существенно занижена по сравнению с последующими результатами ООО "Нефтеком" (2013–2016 гг.):

- а) по зависимости $K_{\text{он}} = f(K_{\text{пр.}}, \text{мД})$ – в 1,27...1,23 раза;
- б) по зависимости $K_{\text{он}} = f(K_{\text{пр.}}, \text{мД})$ – от 1,33 (при $K_{\text{пр.}} = 0,85$ мД) до 1,14 раза (при $K_{\text{пр.}} = 9,5$ мД).

Таким образом, в современных реалиях результаты определения параметров нефтевытеснения $K_{\text{выт.}}$ и $K_{\text{он}}$, первоначально полученные АО "СибНИИ НП" (1993–1997 гг.), потеряли свою актуальность по причине явной недостоверности (рис. 4, 5, табл. 3).

Обратимся к истории обоснования величин $K_{\text{выт.}}$ в выполненных проектных документах, утвержденных в ЦКР. За период освоения Южной лицензионной территории (ЮЛТ) Приобского месторождения на его разработку составлено 7 проектных документов. Изменение утвержденных ЦКР величин $K_{\text{выт.}}$ и $K_{\text{охв.}}$ в этих проектах за период с 1997 до 2020 г. показано в табл. 4 и на рис. 6.

Из приведенных данных видно, что параметры $K_{\text{выт.}}$ и $K_{\text{охв.}}$, принятые в первых двух проектах, в силу имевшейся в те годы недостаточной информации, в последующие десятилетия, в ходе массивного эксплуатационного разбуривания Приобского месторождения, были уточнены. При этом $K_{\text{выт.}}$ существенно снизился: с 0,575...0,548 до 0,450 (или в 1,28...1,22 раза), а $K_{\text{охв.}}$, напротив, значительно увеличился: с 0,423...0,495 до 0,627 (или в 1,48...1,27 раза). Указанные тенденции в

стам AC_{10-12} Приобского месторождения позволил существенно уточнить представление о достоверной величине $K_{\text{выт.}}$. При этом наиболее значительное (в 1,6...1,9 раза) его снижение установлено в коллекторах с ультранизкой ($K_{\text{пр.}} < 1,5$ мД) проницаемостью.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Янин А.Н. О нормативах оптимальной геологической изученности параметров нефтяных залежей // Бурение и нефть. – 2018. – № 5. – С. 30–35.
2. Балин В.П., Мохова Н.А. Определение коэффициента вытеснения нефти водой с использованием метода стабилизации расчетных параметров (на примере пластов группы АВ₁₋₂ Нижневартовского района) // Нефтепромышленное дело. – 2014. – № 10. – С. 5–11.
3. Организация длительного хранения и дополнительные исследования керна по скважинам ОАО "Юганскнефтегаз": отчет АООТ "СибНИИИП" / В.Т. Питкевич [и др.]. – Тюмень, 1997. – 392 с.
4. Комплексное лабораторное исследование керна месторождений Западной Сибири в 1993–1997 гг.: отчеты ОАО "СибНИИИП" / В.Т. Питкевич, Е.А. Романов, В.Ю. Колмогоров [и др.]. – Тюмень, 1997.
5. Отчеты ООО "Нефтеком" за 2013–2016 гг. по исследованию керна, отобранного из 36 скважин Приобского месторождения (южная часть). Недропользователь ООО "Газпромнефть-Хантос".
6. Янин А.Н., Крейнин А.Г. О коэффициенте вытеснения нефти водой из "ультранизкопроницаемых" (менее 1 мД) терригенных коллекторов Западной Сибири (на примере Приобского месторождения) // Недропользование XXI век. – 2020. – № 3(86). – С. 60–69.
7. Янин А.Н., Биккулов М.М. "Обобщенные" зависимости для определения коэффициентов вытеснения в низкопрони-

цаемых (до 10 мД) пластах Приобского месторождения // Нефтепромышленное дело. – 2022. – № 6(642). – С. 20–30. – DOI: 10.33285/0207-2351-2022-6(642)-20-30

REFERENCES

1. Yanin A.N. O normativakh optimal'noy geologicheskoy izuchennosti parametrov neftyanykh zalezhey // Burenie i nef't'. – 2018. – № 5. – S. 30–35.
2. Balin V.P., Mokhova N.A. Opredelenie koeffitsienta vytesneniya nef'ti vodoy s ispol'zovaniem metoda stabilizatsii raschetnykh parametrov (na primere plastov gruppy AV₁₋₂ Nizhnevartovskogo rayona) // Neftepromyslovoe delo. – 2014. – № 10. – S. 5–11.
3. Organizatsiya dlitel'nogo khraneniya i dopolnitel'nye issledovaniya kerna po skvazhinam OAO "Yuganskneftegaz": otchet AOOT "SibNIIP" / V.T. Pitkevich [i dr.]. – Tyumen', 1997. – 392 s.
4. Kompleksnoe laboratornoe issledovanie kerna mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri v 1993–1997 gg.: otchety OAO "SibNIIP" / V.T. Pitkevich, E.A. Romanov, V.Yu. Kolmogorov [i dr.]. – Tyumen', 1997.
5. Otchety OOO "Neftekom" za 2013–2016 gg. po issledovaniyu kerna, otobranogo iz 36 skvazhin Priobskogo mestorozhdeniya (yuzhnaya chast'). Nedropol'zovatel' OOO "Gazpromneft'–Kantos".
6. Yanin A.N., Kreynin A.G. O koeffitsiente vytesneniya nef'ti vodoy iz "ul'tranizkopronitsaemykh" (menee 1 mD) terrigennykh kollektorov Zapadnoy Sibiri (na primere Priobskogo mestorozhdeniya) // Nedropol'zovanie XXI vek. – 2020. – № 3(86). – S. 60–69.
7. Yanin A.N., Bikkulov M.M. "Obobshchennyye" zavisimosti dlya opredeleniya koeffitsientov vytesneniya v nizkopronitsaemykh (do 10 mD) plastakh Priobskogo mestorozhdeniya // Neftepromyslovoe delo. – 2022. – № 6(642). – S. 20–30. – DOI: 10.33285/0207-2351-2022-6(642)-20-30

Информация об авторах

Анатолий Николаевич Янин
Марсель Минуллович Биккулов

Information about the authors

Anatoly N. Yanin
Marsel M. Bikkulov



25-я Юбилейная Международная Выставка и Конференция
"Нефть и Газ Узбекистана – OGU 2023"

17–19 мая 2023 📍 Ташкент, Узбекистан