

А.Н. Янин
ООО «Проектное бюро ТЭРМ»¹
генеральный директор
эксперт ЕСОЭН
Term@term-pb.ru



С.А. Черевко
ООО «Газпромнефть-Хантос»²
заместитель генерального
директора по строительству
скважин



М.К. Рогачев
д-р техн. наук
профессор
Санкт-Петербургский горный
университет
заведующий кафедрой
разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых
месторождений³
kafngm@spmi.ru

О нецелесообразности закачки пресной воды в ультранизкопроницаемые коллектора Западной Сибири

¹Россия, 625000, Тюмень, ул. Дзержинского 15

²Россия, 628011, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Ханты-Мансийск, ул. Ленина 56.

³Россия, 199026, Санкт-Петербург, В.О., 21 линия 2.

Цель исследования авторов – установить степень (отрицательного) влияния закачки пресной воды на ее фазовую проницаемость в ультранизкопроницаемых ($K_{пр} < 2-3$ мД) и слабопроницаемых пластах – в сравнении с минерализованной (сеноманской), а также слабоминерализованной водой. Объект исследования – ультранизкопроницаемые и низкопроницаемые продуктивные пласты АС10-АС12 Приобского месторождения (южная часть). Диапазон изменения абсолютной проницаемости по образцам керна в указанных экспериментах – от 0,3 до 71 мД, в среднем – 6,4 мД. Метод исследования – обобщение результатов 90 лабораторных опытов по нефтевытеснению, проведенных на кернах Приобского месторождения, путем закачки в них различных типов вод – пресной, слабоминерализованной и минерализованной. Получены достоверные аналитические зависимости, позволяющие оценить степень падения фазовой проницаемости плохих коллекторов (по сравнению с абсолютной проницаемостью) при закачке воды с различной минерализацией

Ключевые слова: ультранизкопроницаемые коллектора; Приобское месторождение; горизонт АС10-12; поддержание пластового давления; лабораторные опыты по вытеснению; минерализация воды; пресная вода; сеноманская вода; фазовая проницаемость; коэффициент вытеснения; изменение нефтеотдачи

Изыскание подходящего источника водоснабжения при поддержании пластового давления (особенно на начальном этапе) в Западной Сибири в течение более чем полувекового периода являлось одной из важнейших основ рациональной разработки нефтяных месторождений. Научно-обоснованный выбор типа закачиваемой воды (с учетом ФЕС коллекторов, минералогического состава пород и цемента) позволил многим нефтяным компаниям сэкономить значительные средства и увеличить (на несколько первых процентных пунктов) коэффициент извлечения нефти.

Проблеме выбора источника водоснабжения посвящено большое количество научных работ. В ряде регионов проведены практические промысловые эксперименты по закачке в продуктивные пласты вод различного состава. В большинстве статей [1, 2, 3, 4, 5, 9] признается, что наилучшим вытесняющим агентом для любого пласта является его собственная пластовая или подтоварная (сточная) вода. Однако количество этой воды на начальной стадии разработки (особенно в литологических залежах) ограничено, и, как правило, не может «закрыть» на 100% потребности системы ППД в водообеспечении. Возникает вопрос об альтернативных (дополнительных) источниках водоснабжения, который на практике нефтяными компаниями решается по-разному.

Общепризнано, что на втором месте (после сточной воды) по эффективности нефтевытеснения находится подземная минерализованная (в Западной Сибири – сеноманская) вода. Закачка же пресной воды на начальных стадиях разработки учеными, как правило, никогда не рекомендовалась [1, 2, 3, 4], даже для наилучших высоко- (более 500 мД) и среднепроницаемых (100–300 мД) пластов, не говоря уже о низкопроницаемых (менее 50 мД), а тем более – об ультранизкопроницаемых коллекторах (УНПК) – с $K_{пр} < 2-3$ мД.

В обширной практике нефтедобычи на промыслах Западной Сибири наиболее рациональным признан подход, предусматривающий создание на первом этапе разработки залежи нефти оторочки («буфера») из минерализованной (сеноманской) воды. В последующем осуществлялся переход на закачку смесей сеноманской воды с подтоварной (а иногда и с пресной – в хороших коллекторах).

В принципе, закачку пресных вод отечественные и зарубежные ученые и специалисты-нефтяники из различных регионов не исключают, но только на более поздних или завершающих стадиях разработки. Этот метод рассматрива-

ется как целенаправленное мероприятие, направленное на улучшение характеристики вытеснения нефти по залежи путем регулирования фильтрационных потоков в пласте вследствие смены минерализации воды.

Отметим, что в основном нефтедобывающем регионе России – ХМАО-Югре – структура добычи из различных (разнопроницаемых) типов пород (ВПК – высокопроницаемые коллектора; СПК – среднепроницаемые; НПК – низкопроницаемые) за последние 15 лет существенно изменилась (ухудшилась). В частности, например, если по старейшему Юганскому региону в 2000 г. на долю НПК приходилось ~35% от общей добычи нефти, то спустя 15 лет эта доля (включая УНПК) достигла почти 80%. В этих новых, кардинально изменившихся условиях, важность правильного решения проблемы выбора дополнительного источника водообеспечения существенно повысилась.

В последние годы в условиях дефицита воды, в целях экономии средств, некоторые нефтяные компании [6] вместо бурения традиционных глубоких сеноманских скважин начали использовать для целей ППД (даже в УНПК) пресную воду из неглубокозалегающих подземных водоносных горизонтов. Можно предположить, что достигаемое при этом формальное удешевление процесса водоснабжения систем ППД в значительной степени является иллюзорным, в особенности для залежей нефти, содержащихся в коллекторах с проницаемостью менее 2–3 мД. Даже смешивание пресных вод и подтоварных в условиях реальных УНПК, на наш взгляд, не способно решить проблему формирования эффективной системы поддержания пластового давления. Некоторые из нефтяных компаний уже столкнулись с подобными проблемами и вернулись к закачке сеноманской воды.

Наряду с дешевизной добычи пресной воды из неглубокозалегающих подземных горизонтов, в процессе ее закачки в УНПК, возможно проявление ряда отрицательных последствий, таких как:

- падение приемистости нагнетательных скважин при закачке пресных вод в УНПК (вплоть до нуля) вследствие многократного снижения фазовой проницаемости плохих пластов. Причина – набухание глинистых компонентов цемента в коллекторах, сопровождающееся резким (до десятков раз [4]) нарастанием градиентов давления;

- необходимость создания более высоких давлений на устьях скважин при нагнетании пресной воды в УНПК (даже в условиях проведения гидроразрыва пласта) для обеспечения

«равнозначной» приемистости с вариантом закачки сеноманской воды;

– невозможность восстановить первоначальную приемистость скважин (или даже приблизится к ней) после попадания в УНПК незначительных объемов пресной воды;

– более интенсивное проявление солеотложений в системах добычи нефти. Для непрерывной борьбы с отложениями солей приходится тратить значительные дополнительные средства (закачка ингибиторов солеотложений и т.п.). В «ПТД-2016 г.» (ООО «Газпромнефть НТЦ») сообщается, что за 2015 г. по ЮЛТ Приобского месторождения из общего количества отказов насосного оборудования (УЭЦН) на долю «солеотложения + отложения мех. примесей» приходится примерно четвертая часть. И далее отмечено (с. 186), что «*комплексные разборы вышедших из строя установок выявили большое содержание мех. примесей и солей в рабочих органах насосов*»;

– снижение межремонтного периода эксплуатации смонтированного насосного оборудования в связи с необходимостью поддерживать, по сути дела, «закритические» режимы их работы для обеспечения «нормативной» поглотительной способности нагнетательных скважин (по пресной воде);

– многие исследователи [1, 5, 6], проводившие опыты на керне, отмечают значимое (в среднем – на 3–4%_{отн.}) снижение коэффициента вытеснения ($K_{\text{выт}}$) нефти по пресной воде – по сравнению с сеноманской. Неучет указанного обстоятельства на практике способен привести, по сути дела, к «безвозвратным» потерям запасов нефти в недрах.

Например, применительно к условиям сверхгигантского Приобского месторождения (вкуче с сопредельными лицензионными участками) указанные «потери» извлекаемых запасов в случае 100-процентной закачки пресных вод оцениваются в 60–80 млн т. При годовом темпе отбора запасов 3,5% от НИЗ нефти это равнозначно потерям в текущей добычи нефти – по 2,1–2,8 млн т/год. (По всей видимости, масштабы возможных потерь запасов УВС от закачки пресной воды в УНПК в отдельных нефтяных компаниях в полной мере пока не осознают).

Особого внимания заслуживает факт ухудшения эффективности нефтевытеснения в слабопроницаемых пластах на участках с пониженной начальной нефтенасыщенностью [5, 8]. Известным экспериментатором А.Г. Телиным и др. [5] для условий Приобского месторождения (СЛТ) установлено, что для образцов керна с $K_{\text{абс}} = 47$ мД уменьшение начальной нефтенасыщенности с 69,5 до 52% снижает $K_{\text{выт}}$ нефти

даже по сеноманской воде в 1,31 раза – с 0,585 до 0,446. А по пресной?

Отметим, что в «настоящих» ($K_{\text{пр}} < 2-3$ мД) ультранизкопроницаемых коллекторах изучению процессов нефтевытеснения (в том числе при закачке различных типов вод) в отечественной науке и практике пока уделено недостаточное внимание [9]. Это выражается в том, что подавляющее большинство публикаций на эту тему касается группы традиционных низкопроницаемых коллекторов (с $K_{\text{пр}} \sim 10-50$ мД). Например, в работе [4] на предмет вытеснения нефти водой разного типа изучено 5 образцов керна с абсолютной проницаемостью – 8, 10, 12, 30 и 185 мД, которые «полноправно» никак нельзя отнести к классу УНПК. В статье [5] все проведенные лабораторные эксперименты по вытеснению нефти на образцах керна различными водами и их смесями получены для проницаемости 23–47 мД (в среднем – 35 мД), которые фактически не имеют отношения к «реальным» УНПК (т.к. проницаемость последних – «на порядок» ниже).

Тем не менее, наряду с приведенными выше, недавно появилась и другая (альтернативная) точка зрения [6] на возможность закачки пресных вод в плохие коллектора. Основной вывод из указанной статьи [6] следующий (с. 31): «Для объекта АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения обоснован выбор источника водоснабжения для систем ППД – **пресная вода**. Ее применение выгодно с экономической точки зрения и не оказывает значительного влияния на изменения свойств коллектора и степени вытеснения нефти».

С указанным утверждением никак нельзя согласиться. Проведенный нами анализ цифр из статьи [6] показывает, что обоснованность приведенных в ней данных об эффективности вытеснения нефти водой различного состава из пластов Приобского месторождения вызывает сомнение по следующим причинам.

Во-первых, в ТСР-2016 г. (ООО «Газпромнефть НТЦ») для объекта АС₁₀₋₁₂ научно обоснованы и утверждены ЦКР следующие (*кардинально отличающиеся от данных работы [6]*) параметры процесса нефтевытеснения:

$$K_{\text{выт}} = 0,503; K_{\text{он}} = 0,317; K_{\text{нн}} = 0,637.$$

В публикации [6] приведены резко отличающиеся от указанных величин характеристик нефтевытеснения:

$$K_{\text{выт}} = 0,621-0,653; K_{\text{он}} = 0,228-248; K_{\text{нн}} = 0,655.$$

Видно, что последний $K_{\text{выт}}$ [6] выше утвержденного ЦКР на 23–30%_{отн.}, а $K_{\text{он}}$ – ниже в 1,28–1,39 раза. Такое расхождение при установлении $K_{\text{выт}}$ на стадии проектирования процессов завод-

нения является недопустимым, особенно в случае выбора именно пресной воды, как агента для закачки в УНПК.

Более того, специалистам-нефтяникам хорошо известно, что очень высокие значения $K_{\text{выт}}$ – на уровне 0,621–0,653, реально недостижимы в УНПК, они могут быть обеспечены только по группам хороших (т.е. средне- и высокопроницаемых) коллекторов нефтяных месторождений Западной Сибири. Таким образом, приведенные в работе [6] данные о $K_{\text{выт}}$, по сути дела, не имеют реального отношения к характеристикам процесса вытеснения нефти водой в пластах Приобского месторождения.

Во-вторых, автор работы [6] привел результаты опытов по нефтевытеснению на кернах с завышенной проницаемостью (на уровне – 10мД) пластов Приобского месторождения (ЮЛТ), не соответствующей их реальной абсолютной проницаемости [7].

В-третьих, вызывает сомнение и созданная в опытах скорость вытеснения нефти водой на кернах Приобского месторождения – 229 м/год, приведенная в работе [6]. Такая скорость реально может быть достигнута только в хороших коллекторах (т.е. СПК и ВПК) месторождений Западной Сибири.

В-четвертых, объем лабораторных данных, использованных в работе [6], мал и недостаточно представительен для выдачи рекомендаций о целесообразности закачки пресной воды в УНПК Приобского месторождения.

Добавим также, что в техсхеме разработки указанного месторождения 2013 г. (ООО «Газпромнефть НТЦ») указано (с. 460), что «использование сеноманских вод, по сравнению с пресными, повышает нефтеотдачу на 3,5–4,5%, вследствие более низкой величины поверхностного натяжения».

Таким образом, аргументы, приведенные в статье [6] об «эффективности» закачки пресной воды в пласты объекта АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения, представляются неубедительными.

Далее отметим, что одна из серьезных проблем в разработке ЮЛТ Приобского месторождения состоит в том, что основные продуктивные горизонты АС₁₂ и АС₁₀, объединенные для совместной разработки в общий эксплуатационный объект, различаются по проницаемости (по ГИС) в три раза [7]: по АС₁₂ (ГИС) – 2,8 мД, АС₁₀ (ГИС) – 8,3 мД. При этом УНПК горизонта АС₁₂ содержат примерно половину от геологических запасов нефти объекта. Как будет показано далее, совместная закачка пресной воды, в первую очередь, выражается в отставании выработки (или «консервации» запасов) именно наиболее сложного объекта – горизонта АС₁₂.

Напомним, что из общего пробуренного на 2012 г. [7] фонда (1962 скважины) проблемный горизонт АС₁₂ был вскрыт в 1390 скважинах (или 71%). Из числа последних проницаемость по горизонту АС₁₂ (по ГИС) – менее 5 мД имели 1211 скважин (87%), в том числе менее 4 мД – 1147 скважин (83%), менее 3 мД – 1041 скважина (75%), менее 2 мД – 787 скважин (57%), менее 1 мД – 296 скважин (21%).

Таким образом, структура запасов по пробуренному фонду скважин на объекте АС₁₀₋₁₂ ЮЛТ весьма неблагоприятна, и, в первую очередь – по проницаемости. Закачка пресной воды особенно пагубно сказывается на темпах разработки и величине КИН сверхнизкопроницаемого горизонта АС₁₂. При сложившейся системе совместной разработки разнопроницаемых пластов объекта АС₁₀₋₁₂ темпы отбора ТИЗ нефти из горизонта АС₁₂ (2,2%) оказались в 2,3 раза ниже, чем по горизонту АС₁₀ (5%). Расходомерия разреза объекта АС₁₀₋₁₂, проведенная в нагнетательных скважинах, показала преимущественное поглощение воды верхним горизонтом АС₁₀ и низкие коэффициенты работающей толщины по горизонту АС₁₂. Представляется, что не последнюю роль в отставании скорости выработки запасов из пласта АС₁₂ сыграла именно массивная закачка пресной подземной воды (из неглубоких горизонтов).

Таблица 1.

Характеристика групп образцов керна и типов прокачиваемой воды

Номер группы образцов	Характеристика коллектора	Абсолютная проницаемость образцов керна, мД			Количество опытов	Минерализация воды, г/л		
		min	max	Средняя		0,7	7,0	20
1	УНПК-1	0,3	1,0	0,70	24	+	+	+
2	УНПК-2	1,0	5,0	2,6	45	+	+	+
3	НПК-1	5,2	15,0	10,6	14	+	+	+
4	НПК-2	24,0	71,0	41,4	7	+	+	+
Всего опытов – 90. Количество единичных замеров $K_{\text{фаз}}^{\text{в}}$ – 270								

Таблица 2.

Результаты исследований по оценке влияния минерализации закачиваемой воды на фазовую проницаемость (для воды) на керне из пластов АС10-АС12

№ п/п	Номер скважины	K _{абс} ^в мД	Фазовая проницаемость по воде K _{фаз} ^в (мД) при концентрации солей в воде		
			Пресная	Слабоминерализованная	Минерализованная
			0,7 г/л	7 г/л	18 г/л
1) Образцы керна с абс. проницаемостью 0,3–1 мД					
1	16485	0,3	0,02	0,03	0,04N _в
2	16485	0,3	0,04	0,05	0,06
3	16485	0,4	0,05	0,07	0,08
4	30916	0,5	0,04	0,05	0,07
5	30635	0,5	0,04	0,05	0,06
6	19460	0,5	0,06	0,08	0,11
7	16486	0,5	0,07	0,10	0,13
8	26495	0,6	0,05	0,07	0,10
9	24133	0,6	0,05	0,06	0,08
10	30916	0,6	0,05	0,07	0,09
11	30956	0,6	0,09	0,11	0,13
12	27696	0,7	0,07	0,08	0,10
13	16485	0,7	0,09	0,13	0,16
14	15466	0,7	0,08	0,12	0,16
15	16608	0,8	0,15	0,18	0,24
16	30956	0,8	0,13	0,17	0,20
17	610p	0,9	0,06	0,08	0,12
18	20440	0,9	0,09	0,14	0,22
19	15466	0,9	0,12	0,17	0,24
20	20658	0,9	0,14	0,18	0,24
21	18188	1,0	0,09	0,10	0,16
22	36352	1,0	0,12	0,16	0,22
23	16452	1,0	0,20	0,28	0,38
24	17629	1,0	0,16	0,34	0,49
Среднее		0,696	0,0858	0,1196	0,1617
Снижение K _{фаз} ^в от K _{абс}			в 8,11 раза	в 5,82 раза	в 4,3 раза
2) Образцы керна с абс. проницаемостью 1–5 мД					
1	19992	1,1	0,06	0,14	0,26
2	611p	1,2	0,15	0,25	0,33
3	617	1,2	0,18	0,23	0,33
4	19460	1,2	0,22	0,28	0,35
5	15466	1,2	0,19	0,27	0,35
6	17629	1,2	0,17	0,22	0,29
7	26495	1,3	0,16	0,19	0,28
8	30550sti	1,3	0,13	0,22	0,28
9	19992	1,3	0,08	0,17	0,34
10	35024	1,4	0,19	0,22	0,31
11	30550sti	1,5	0,15	0,25	0,31
12	20658	1,5	0,30	0,41	0,47
13	17629	1,5	0,23	0,32	0,41
14	30550sti	1,6	0,16	0,29	0,38
15	15466	1,6	0,28	0,38	0,5
16	20658	1,6	0,37	0,50	0,61
17	35024	1,7	0,19	0,24	0,36
18	36352	1,8	0,28	0,36	0,48
19	16452	1,9	0,32	0,44	0,57
20	17629	1,9	0,22	0,34	0,49
21	17629	2,1	0,30	0,40	0,52
22	23313	2,1	0,32	0,39	0,56

№ п/п	Номер скважины	K _{абс} , мД	Фазовая проницаемость по воде K _{фаз} ^в (мД) при концентрации солей в воде		
			Пресная	Слабоминерализованная	Минерализованная
			0,7 г/л	7 г/л	18 г/л
23	20440	2,4	0,34	0,52	0,71
24	610р	2,5	0,31	0,4	0,57
25	17627	2,8	0,40	0,52	0,75
26	16486	2,8	0,39	0,58	0,73
27	17629	2,8	0,36	0,50	0,66
28	19992	2,9	0,36	0,60	0,87
29	30550sti	3	0,33	0,61	0,79
30	36352	3,3	0,46	0,62	0,83
31	16452	3,3	0,75	1,02	1,31
32	35984	3,5	0,49	0,60	0,76
33	20658	3,5	0,87	1,19	1,45
34	23313	3,5	0,46	0,57	0,87
35	19460	3,7	0,53	0,79	1,02
36	19460	3,8	1,16	1,46	1,74
37	18230	3,9	0,60	0,90	1,26
38	11221	4,0	0,72	1,12	1,59
39	611р	4,2	0,80	1,11	1,34
40	23313	4,3	0,53	0,73	1,27
41	19992	4,5	0,81	1,22	1,63
42	17592	4,5	0,42	0,65	1,22
43	17928	4,7	0,64	0,93	1,57
44	17627	4,8	0,69	1,02	1,42
45	16486	5,1	0,76	1,09	1,44
Среднее		2,60	0,396	0,561	0,768
Снижение K _{фаз} ^в от K _{абс}			в 6,56 раза	в 4,63 раза	в 3,38 раза
3) Образцы керн с абс. проницаемостью 5-15 мД					
1	13946	5,2	1,21	1,54	1,87
2	30635	8,2	2,35	3,04	4,00
3	16486	9,3	1,80	2,46	3,04
4	23313	9,5	1,65	1,97	3,19
5	11221	9,6	1,64	2,68	3,80
6	617	10,1	2,92	3,58	4,79
7	11221	10,4	1,79	2,78	4,09
8	17928	10,7	2,18	3,20	4,43
9	18188	11,0	2,13	2,46	3,01
10	13055	11,5	1,48	1,92	3,95
11	16452	11,7	2,48	3,51	4,24
12	19992	12,7	2,81	3,77	4,84
13	23444	14,0	2,28	2,87	4,46
14	17592	15,1	2,12	2,80	4,09
Среднее		10,64	2,06	2,76	3,84
Снижение K _{фаз} ^в от K _{абс}			в 5,17 раза	в 3,86 раза	в 2,77 раза
4) Образцы керн с абс. проницаемостью 16-71 мД					
1	11221	24	7,19	9,45	12,04
2	611р	29	10,24	13,15	15,75
3	26179	31	10,03	12,45	14,26
4	13946	35	10,28	13,17	15,50
5	611р	43	13,15	17,17	20,93
6	36352	57	16,3	19,8	23,43
7	16608	71	21,98	25,74	32,78
Среднее		41,43	12,74	15,85	19,24
Снижение K _{фаз} ^в от K _{абс}			в 3,25 раза	в 2,61 раза	в 2,15 раза

Приведем далее сведения о глинистости продуктивных пластов АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения. К.Е. Яниным (ООО «ПБ «ТЭРМ») при изучении по ГИС коллекторов пластов АС₁₀₋₁₂ установлены следующие величины глинистости и связанных с ней параметров. Всего изучено 56 тысяч пропластков. Диапазон изменения глинистости – 8,87–17,42% (в среднем – 11,26%), пористости – 11–20,5% (в среднем – 16,85%). При небольшой глинистости (8–9%) пористость коллекторов по ГИС составляет ориентировочно 17–20%, а проницаемость – 5–20 мД. При увеличении глинистости до 13–14% пористость коллекторов по ГИС снижается примерно до 15–17%, а проницаемость – до 0,5–5 мД. Именно эта, последняя группа коллекторов из-за отрицательного влияния высокой глинистости является фактически ультранизкопроницаемой.

Остановимся далее на изучении лишь некоторых из вышеуказанных проблем, возникающих при закачке пресных вод в «плохие» коллектора на нефтяных месторождениях Западной Сибири, в том числе на Приобском месторождении.

По заданию ООО «Газпромнефть-Хантос» значительный объем разнообразных лабораторных исследований по изучению образцов керн из продуктивных пластов АС₁₀-АС₁₂ Приобского (ЮЛТ) месторождения выполнен ООО «Нефтеком» – в период с 2008 по 2013 гг. Проведение указанных экспериментов и подготовку соответствующих отчетов осуществляли ведущие специалисты ООО «Нефтеком»: В.В. Семенов, И.Б. Ратников, В.С. Корытов и др. В результате обширных исследований были получены важные исходные материалы, послужившие основой для их научного обобщения в настоящей статье.

Для анализа результатов лабораторных экспериментов по нефтевытеснению нами выделе-

но четыре группы разнопроницаемых коллекторов – с «очень плохой» (две группы) и «плохой» (две группы) проницаемостью (*табл. 1*).

– УНПК-1 – со средней абсолютной проницаемостью 0,7 мД (24 опыта);

– УНПК-2 – средняя абсолютная проницаемость 2,6 мД (45 опытов);

– НПК-1 – средняя абсолютная проницаемость 10,6 мД (14 опытов);

– НПК-2 – средняя абсолютная проницаемость 41,4 мД (7 опытов).

В лабораторных опытах через эти разнопроницаемые образцы керн прокачивали воду с различной минерализацией.

Из *табл. 1* следует, что в ходе проведенных лабораторных исследований на керне, именно две первые группы «ультранизкопроницаемых» коллекторов Приобского месторождения были изучены в наибольшей степени. А именно, на интервал с $K_{абс.} < 1$ мД приходится 27% всех опытов, на интервал с $K_{абс.} = 1-5$ мД – 50% опытов, а в сумме для набора образцов керн с $K_{абс.} \leq 5$ мД – 77% опытов. Следовательно, представительность выполненных экспериментов для УНПК (с $K_{абс.} < 5$ мД) – достаточная. Это позволило получить надежные и достоверные результаты по исследуемой теме.

Таким образом, общее количество изученных образцов керн – 90, на них было выполнено 270 замеров фазовой проницаемости (в мД) – для вод с различной минерализацией – 0,7 г/л (пресная вода), 7 г/л (слабоминерализованная) и 15,9–20 г/л (в среднем – 18 г/л) – минерализованная (типа воды из подземного сеноманского водоносного комплекса Западной Сибири) (*табл. 2*).

Итоговая сводка, содержащая усредненные данные, позволяющие установить на керне количественную степень отрицательного влияния уменьшения минерализации прокачиваемой во-

Таблица 3.

Усредненные результаты определения $K_{фаз}^в$ для различных типов закачиваемой воды в сравнении с абсолютной проницаемостью керн

Номер группы	Тип коллектора	Средняя абсолютная проницаемость $K_{абс.}^в$ мД/%	$K_{фаз}^в$ (мД) при минерализации воды		
			0,7 г/л	7,0 г/л	18 г/л
1	УНПК-1	0,7 мД 100%	0,086 мД 12,3%	0,120 мД 17,1%	0,162 мД 23,1%
2	УНПК-2	2,6 мД 100%	0,396 мД 15,2%	0,561 мД 21,6%	0,768 мД 29,5%
3	НПК-1	10,6 мД 100%	2,06 мД 19,4%	2,76 мД 26,0%	3,84 мД 36,2%
4	НПК-2	41,4 мД 100%	12,74 мД 30,8%	15,85 мД 38,3%	19,24 мД 46,4%

ды – на ее фазовую проницаемость ($K_{\text{фаз}}^{\text{в}}$), приведена в **табл. 3**.

Из информации, приведенной в **табл. 3**, можно сделать три принципиальных вывода, которые необходимо учитывать при выборе источника водоснабжения на этапе проектирования систем ППД на объектах с ультранизкопроницаемыми коллекторами:

- минерализация закачиваемой воды оказывает существенное влияние на ее фазовую проницаемость, а следовательно, на приемистость нагнетательных скважин (даже после проведения в них гидроразрыва пласта);

- пресная вода характеризуется наименьшей $K_{\text{фаз}}^{\text{в}}$ – во всех рассмотренных интервалах абсолютной проницаемости коллекторов Приобского месторождения;

- в условиях группы УНПК-1 ($K_{\text{абс.ср.}} = 0,7$ мД) влияние закачки пресной воды наиболее губительно для пластов типа АС₁₂ Приобского и аналогичных месторождений, из-за возрастания их глинистости и набухания компонентов глин.

В количественном виде получены следующие результаты определения величины $K_{\text{фаз}}^{\text{в}}$ для различных типов вод.

Для пресной воды, по сравнению с абсолютной газопроницаемостью ($K_{\text{абс.}}^{\text{г}}$) образцов керна, $K_{\text{фаз}}^{\text{в}}$ снижается – очень сильно. Причем, чем ниже абсолютная проницаемость, тем сильнее падает фазовая проницаемость пласта – для пресной воды:

- УНПК-1 ($K_{\text{абс.ср.}} = 0,7$ мД) – в 8,11 раза;
- УНПК-2 ($K_{\text{абс.ср.}} = 2,6$ мД) – в 6,56 раза;
- НПК-1 ($K_{\text{абс.ср.}} = 10,6$ мД) – в 5,17 раза;
- НПК-2 ($K_{\text{абс.ср.}} = 41,4$ мД) – в 3,25 раза.

Для слабоминерализованной воды $K_{\text{фаз}}^{\text{в}}$ по сравнению с $K_{\text{абс.}}^{\text{г}}$ снижается:

- УНПК-1 ($K_{\text{абс.ср.}} = 0,7$ мД) – в 5,82 раза;
- УНПК-2 ($K_{\text{абс.ср.}} = 2,6$ мД) – в 4,63 раза;
- НПК-1 ($K_{\text{абс.ср.}} = 10,6$ мД) – в 3,86 раза;
- НПК-2 ($K_{\text{абс.ср.}} = 41,4$ мД) – в 2,61 раза.

Для минерализованной (типа сеноманской) воды снижение $K_{\text{фаз}}^{\text{в}}$ по сравнению с абсолютной ($K_{\text{абс.}}^{\text{г}}$) менее существенно, чем по пресной (или слабоминерализованной) воде. Причем, тенденция падения $K_{\text{фаз}}^{\text{в}}$ при уменьшении $K_{\text{абс.}}^{\text{г}}$ здесь менее заметна (чем по пресной воде):

- УНПК-1 ($K_{\text{абс.ср.}} = 0,7$ мД) – в 4,3 раза;
- УНПК-2 ($K_{\text{абс.ср.}} = 2,6$ мД) – в 3,38 раза;
- НПК-1 ($K_{\text{абс.ср.}} = 10,6$ мД) – в 2,77 раза;
- НПК-2 ($K_{\text{абс.ср.}} = 41,4$ мД) – в 2,15 раза.

Из **табл. 3** также следует, что фазовая проницаемость $K_{\text{фаз}}^{\text{в}}$ при закачке сеноманской воды на кернах всегда существенно (в 1,5–2 раза) выше, чем $K_{\text{фаз}}^{\text{в}}$ для пресной воды, особенно для условий ультранизкопроницаемых пластов:

- для УНПК-1 – в 2 раза;

- для УНПК-2 – в 1,94 раза;

- для НПК-1 – в 1,86 раза;

- для НПК-2 – в 1,51 раза.

Видно, что с ухудшением абсолютной проницаемости исследуемая разница увеличивается. Это свидетельствует о том, что в ультранизкопроницаемые коллектора (типа горизонта АС₁₂) закачивать пресную воду нежелательно. Полученные нами результаты не подтверждают весьма «оптимистических» данных из публикации [6, с.29] о том, что разница в фазовых проницаемостях пресной ($K_{\text{фаз}}^{\text{в}} = 3,03$ мД) и сеноманской ($K_{\text{фаз}}^{\text{в}} = 3,72$ мД) воды в пластах АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения составляет всего лишь 23%. Последняя величина представляется нам явно заниженной.

Далее сравним разницу в $K_{\text{фаз}}^{\text{в}}$ для «сеноманской» ($C = 18$ г/л) и «слабоминерализованной» ($C = 7$ г/л) воды. Последняя, по сути, является «смесью» пресной и минерализованной воды. Из **табл. 3** видна разница в $K_{\text{фаз}}^{\text{в}}$ для двух указанных типов вод равна:

- в УНПК-1 – 1,45 раза;

- в УНПК-2 – 1,37 раза;

- в НПК-1 – 1,39 раза;

- в НПК-2 – 1,21 раза.

Таким образом, смешивание пресной воды и сеноманской не способно полностью урегулировать проблему падения фазовой проницаемости смеси вод – по сравнению с закачкой только минерализованной сеноманской воды.

Наиболее наглядно влияние величины минерализации прокачиваемой через керн воды на степень снижения (в разы) фазовой проницаемости ($K_{\text{фаз}}^{\text{в}}$) – по сравнению с абсолютной ($K_{\text{абс.}}^{\text{г}}$) газопроницаемостью (назовем этот параметр $\alpha = K_{\text{абс.}}^{\text{г}} / K_{\text{фаз}}^{\text{в}}$) – проиллюстрировано нами на двух ключевых графиках: **рис. 1** (масштаб $K_{\text{абс.}}^{\text{г}}$ – линейный) и **рис. 2** (масштаб $K_{\text{абс.}}^{\text{г}}$ – логарифмический).

В аналитическом виде зависимость степени снижения (в разы) фазовой проницаемости по воде (а) по сравнению с абсолютной проницаемостью образцов керна – для различных типов прокачиваемой воды, выглядит следующим образом:

– пресная вода:

$$\alpha = 8,0855 \times K_{\text{абс.}}^{\text{г}-0,23} \quad (R^2 = 0,8483);$$

– слабоминерализованная:

$$\alpha = 5,9048 \times K_{\text{абс.}}^{\text{г}-0,21} \quad (R^2 = 0,8468);$$

– минерализованная:

$$\alpha = 4,4411 \times K_{\text{абс.}}^{\text{г}-0,202} \quad (R^2 = 0,8613).$$

Из графика (**рис. 1**) можно также сделать и другие весьма важные выводы.

Например, заметное нарастание отрицательного влияния закачки пресной воды на $K_{\text{фаз}}^{\text{в}}$ в низкопроницаемых коллекторах начинается

при уменьшении $K_{абс.}$ – ниже 10 мД. Причем, наиболее интенсивно это влияние начинает проявляться при $K_{абс.} < 5$ мД.

При закачке же минерализованной воды заметное ухудшение $K_{фаз.}$ начинается в коллекторах – при вдвое меньшей проницаемости, а именно при $K_{абс.} < 5$ мД.

Таким образом, из приведенных данных, а также впервые установленных авторами аналитических зависимостей следует однозначный вывод о нежелательности закачки пресной воды с целью поддержания пластового давления в залежах с ультранизкопроницаемыми ($K_{абс.} < 2-3$ мД) коллекторами на нефтяных месторождениях Западной Сибири (по меньшей мере, на начальном этапе их разработки).

Выводы

1. В статье проведено обобщение первичных результатов 90 специальных лабораторных экспериментов на керне (ООО «Нефтеком», 2008–2013 гг.) по оценке влияния минерализации

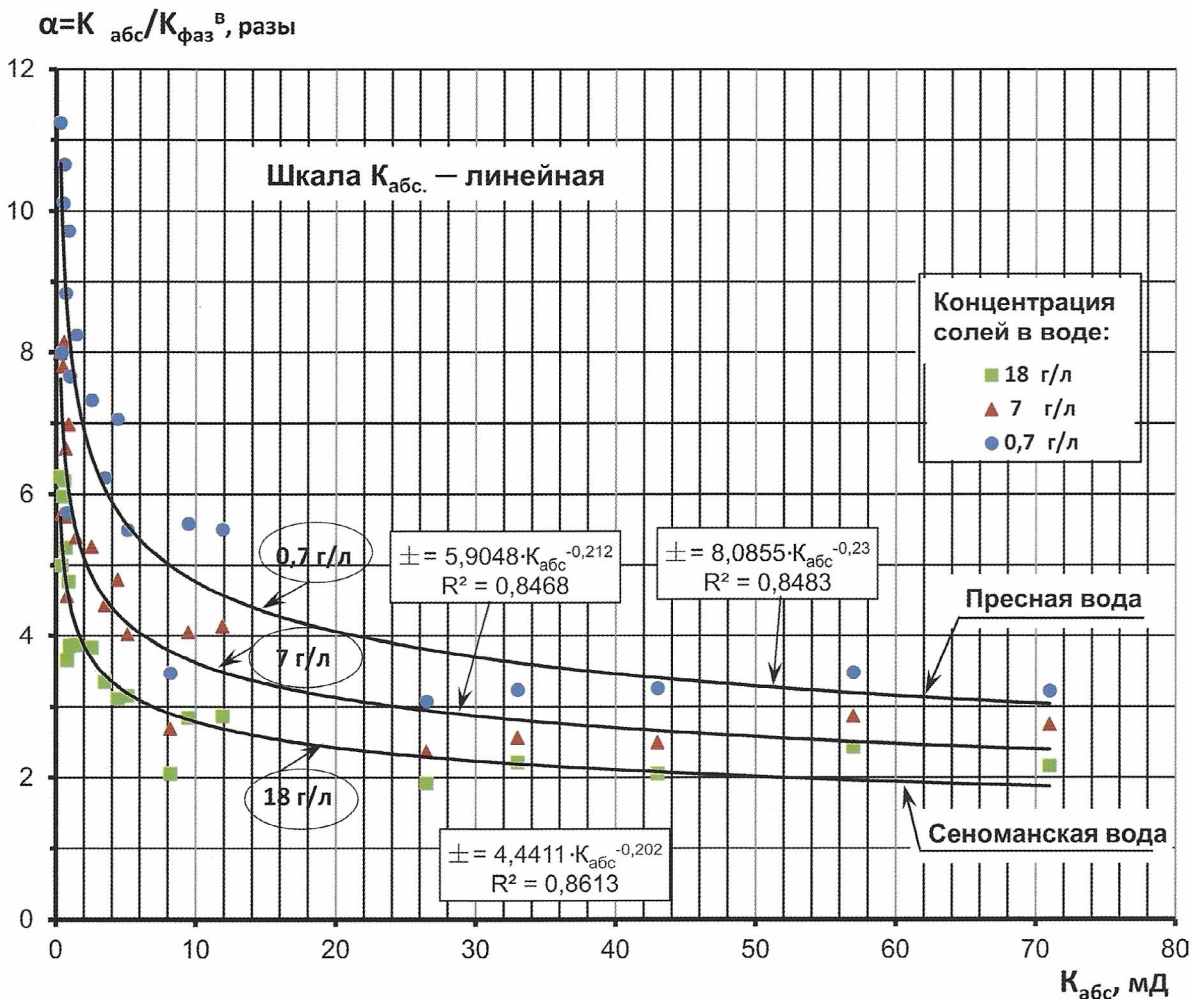
прокачиваемой воды – на фазовую (для воды) проницаемость керна уникального Приобского месторождения (южная часть) – по четырем группам коллекторов с ультранизкой и низкой проницаемостью.

2. Получены достоверные аналитические зависимости, позволяющие оценить степень падения фазовой проницаемости плохих коллекторов (по сравнению с абсолютной проницаемостью), при закачке воды с различной минерализацией.

3. По всем изученным образцам керна прокачка пресной воды снижает $K_{фаз.}$ существенно сильнее, нежели сеноманской воды. Чем ниже газопроницаемость образцов керна, тем сильнее (в худшую сторону) они реагируют на закачку пресной воды.

4. Для «особо плохих» УНПК ($K_{абс.ср.} = 0,7$ мД) закачка пресной воды снижает ее фазовую проницаемость $K_{фаз.}$ – в 8,1 раза по сравнению с абсолютной проницаемостью, а при закачке минерализованной – всего в 4,3 раза. Для «пло-

Рис. 1. Зависимости степени снижения $K_{фаз.}$ (разы) на керне от абсолютной проницаемости образцов $K_{абс.}$ (в линейном масштабе) и минерализации прокачиваемой воды



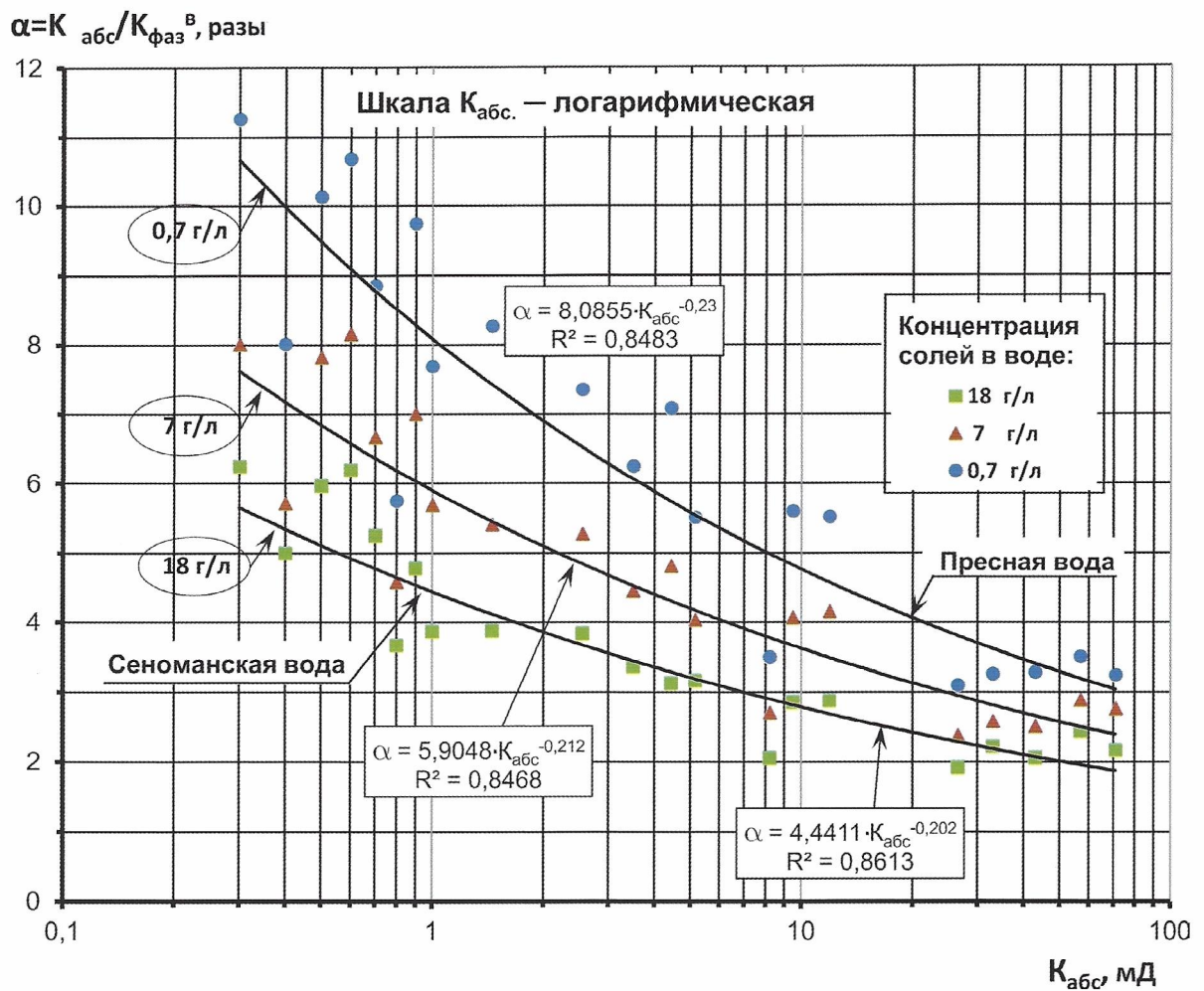


Рис. 2.

Зависимости степени снижения $K_{фаз}^B$ (разы) на керне от абсолютной проницаемости $K_{абс}$ образцов (в логарифмическом масштабе) и минерализации прокачиваемой воды

хих» УНПК ($K_{абс.ср.} = 2,6$ мД) указанное снижение $K_{фаз}^B$ составляет, соответственно, – 6,6 и 3,4 раза.

5. С ростом абсолютной проницаемости (до $K_{абс.ср.} = 41$ мД) разница во влиянии на $K_{фаз}^B$ от закачки пресной (12,7 мД) и сеноманской (19,2 мД) воды – несколько нивелируется, но все же остается весьма значительной (~ 1,5 раза).

6. Полученные результаты следует учитывать при выборе источника водоснабжения залежей, содержащихся в УНПК. Закачка пресных

вод на первых этапах разработки продуктивных пластов с особо низкой проницаемостью (первые единицы миллидарси) – не рекомендуется, в силу как геологической неприемлемости, так и технологической неэффективности.

7. Нефтедобывающим предприятиям рекомендуется также обратить внимание на необходимость тонкой очистки воды (или смеси вод), закачиваемой в пласты с ультранизкой проницаемостью. III

Литература

1. Касов А.С., Вашуркин А.И., Свищев М.Ф. Обобщение результатов исследований нефтewытесняющих свойств различных вод // Сб. трудов СибНИИИП. 1979. Вып.15. С. 99–107.
2. Абдуллин Р.А., Питкевич В.Т., Сонич В.П., Касов А.С. Исследование влияния глинистых минералов на изменение водопроницаемости пород-коллекторов Самотлорского месторождения // Труды Гипротюменнефтегаза. 1973. Вып. 35. С.18–24.
3. Питкевич В.Т., Пешков В.Е., Федорцов В.К., Ягафаров А.К. Влияние минерализации закачиваемой воды на проницаемость глинистых пластов // Нефтяное хозяйство. 1978. № 7. С. 36–40.
4. Дубков И.Б. Влияние закачки пресной воды на продуктивность юрских коллекторов // Бурение и Нефть. 2008. № 2. С. 14–16.
5. Телин А.Г., Хакимов А.М. и др. Влияние типа закачиваемой воды на физико-гидродинамические характеристики вытеснения нефти из низкопроницаемых объектов разработки (Приобское и Приразломное месторождения) // Нефтяное хозяйство. 2002. № 11. С. 77–81.

6. Машорин В.А. Обоснование применения пресных вод для поддержания пластового давления нефтяных месторождений // Нефтепромысловое дело. 2014. № 10. С. 27–31.
7. Барышников А.В., Янин А.Н. Регулирование разработки Приобского месторождения с применением технологии одновременно-раздельной закачки воды. Тюмень-Курган: Зауралье. 2013. 344 с.
8. 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. 2014. № 4. С. 60–65.
9. Янин А.Н. Принципы разработки ультранизкопроницаемых коллекторов // Бурение и Нефть. 2016. № 11. С. 22–24.

UDC 622.276.438

A.N. Yanin, General Director OOO “Design Bureau TERM”¹, expert of the Eurasian Union of Subsoil Use Experts, Term@term-pb.ru

S.A. Cherevko, Deputy General Director for Construction of Wells, OOO Gazpromneft-Khantos²

M.K. Rogachev, Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Department of Oil and Gas Field Development and Operation³, kafrngm@spmi.ru

¹15 Dzerzhinsky street, Tyumen, 625000, Russia.

²56 Lenin street, Khanty-Mansiysk, Khanty-Mansi Autonomous Area – Yugra, 628011, Russia.

³21 Line 2, Vasilievsky Ostrov, St. Petersburg, 199026, Russia.

On the Inexpediency of Pumping Fresh Water into Ultralow-permeable Reservoirs of Western Siberia

Abstract. The purpose of the author’s research is to establish the degree of (negative) effect of fresh water injection on its phase permeability in ultrasonically impermeable and weakly permeable formations – in comparison with mineralized (Cenomanian) and weakly mineralized water. The object of the study is ultra-permeable and low-permeability productive strata AS10–AS12 of the Priobskoye field (southern part). The range of change in absolute permeability from core samples in these experiments is from 0.3 to 71 mD, on average 6.4 mD. The method of investigation is a generalization of the results of 90 laboratory experiments on oil displacement conducted on cores of the Priobskoye field by pumping various types of water in them – fresh, slightly mineralized and mineralized. Substantial analytical dependencies have been obtained that allow one to assess the degree of incidence of the poor permeability of the poor collectors (in comparison with absolute permeability), when injecting water with different mineralization.

Keywords: ultra-impermeable reservoir; Priobskoye field; horizon AC10–12; maintaining reservoir pressure; laboratory experiments on displacement; mineralization of water; fresh water; Cenomanian water; phase permeability; displacement coefficient; change in oil recovery.

References

1. Kasov A.S., Vashurkin A.I., Svishchev M.F. *Obobshchenie rezul'tatov issledovaniy neftevytesniaiushchikh svoystv razlichnykh vod* [Generalization of the results of studies of oil-displacing properties of various waters]. *Sbornik trudov SibNIINP* [Proceedings of SibNIINP], 1979, issue 15, pp. 99–107.
2. Abdullin R.A., Pitkevich V.T., Sonich V.P., Kasov A.S. *Issledovanie vliianiya glinistykh mineralov na izmenenie vodopronitsaemosti porod-kollektorov Samotlorskogo mestorozhdeniya* [Investigation of the influence of clay minerals on the change in water permeability of reservoir rocks of the Samotlor deposit]. *Trudy Giprotiumenneftegaza* [Proceedings of Giprotiumenneftegaz], 1973, issue 35, pp.18–24.
3. Pitkevich V.T., Peshkov V.E., Fedortsov V.K., Iagafarov A.K. *Vliianie mineralizatsii zakachivaemoy vody na pronitsaemost' glinistykh plastov* [Influence of mineralization of injected water on the permeability of clay layers]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 1978, no. 7, pp. 36–40.
4. Dubkov I.B. *Vliianie zakachki presnoi vody na produktivnost' iurskikh kollektorov* [Influence of fresh water injection on the productivity of Jurassic reservoirs]. *Burenie i Neft'* [Drilling and Oil], 2008, no. 2, pp. 14–16.
5. Telin A.G., Khakimov A.M. i dr. *Vliianie tipa zakachivaemoy vody na fiziko-gidrodinamicheskie kharakteristiki vytesneniya nefi iz nizkopronitsaemykh ob'ektov razrabotki (Priobskoe i Prirazlomnoe mestorozhdeniya)* [Influence of the type of injected water on the physico-hydrodynamic characteristics of oil displacement from low-permeability development facilities (Priobskoye and Prirazlomnoye deposits)]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2002, no. 11, pp. 77–81.
6. Mashorin V.A. *Obosnovanie primeneniya presnykh vod dlia podderzhaniiya plastovogo davleniya nefiannykh mestorozhdenii* [Justification of the use of fresh water to maintain the reservoir pressure of oil fields]. *Neftpromyslovoe delo* [Oilfield business], 2014, no. 10, pp. 27–31.
7. Baryshnikov A.V., Ianin A.N. *Regulirovanie razrabotki Priobskogo mestorozhdeniya s primeneniem tekhnologii odnovremenno-razdel'noi zakachki vody* [Regulation of the development of the Priobskoye field with the use of simultaneous-separate water injection technology]. Tyumen'-Kurgan, Zaural'e Publ., 2013, 344 p.
8. Ianin A.N., Cherevko M.A., Parovinchak K.M. *Otsenka koeffitsientov vytesneniya nefi vodoi dlia osobo nizkopronitsaemykh plastov mestorozhdenii Zapadnoi Sibiri* [Estimation of oil water displacement coefficients for particularly low-permeability reservoirs in Western Siberia]. *Izvestiia vuzov. Neft' i gaz* [Proceedings of high schools. Oil and gas], 2014, no. 4, pp. 60–65.
9. 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.