

А. Ю. Шишков (инж.)¹, В. А. Любименко (д.х.н., проф.)¹, И. Н. Гришина (к.т.н., доц.)¹,
Т. Д. Хлебникова (д.х.н., проф.)², У. Хусензода (магистрант)²,
И. В. Хамидуллина (к.т.н., доц.)³, В. Н. Хлебников (д.т.н., проф.)¹

ПРИМЕНЕНИЕ НПАВ ДЛЯ ВРЕМЕННОГО БЛОКИРОВАНИЯ ПРОНИЦАЕМЫХ ПРОПЛАСТОВ НЕОДНОРОДНОГО ПЛАСТА

¹ Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина,
кафедра физической и коллоидной химии
119991, г. Москва, Ленинский проспект, 65, корп. 1; e-mail: khlebnikov_2011@mail.ru

² Уфимский государственный нефтяной технический университет,
кафедра прикладной экологии
450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1; e-mail: khlebnikovat@mail.ru

³ Бауманская инженерная школа №1580
117639, г. Москва, Балаклавский проспект, 6А; e-mail: khamidullina_iv@mail.ru

A. Yu. Shishkov¹, V. A. Lyubimenko¹, I. N. Grishina¹, T. D. Khlebnikova²,
U. Khuzenzoda², I. V. Khamidullina³, V. N. Khlebnikov¹

APPLICATION OF NONIONIC SURFACTANTS FOR TEMPORARY BLOCKING OF PERMEABLE INTERLAYERS OF A HETEROGENEOUS FORMATION

¹ Gubkin University
65, Leninskiy Prospekt Str., 119991, Moscow, Russia; e-mail: khlebnikov_2011@mail.ru

² Ufa State Petroleum Technological University
1, Kosmonavtov Str., 450064, Ufa, Russia; e-mail: khlebnikovat@mail.ru

³ Bauman Engineering School No.1580
6A, Balaklavskiy Prospekt Str., 117639, Moscow, Russia; e-mail: khamidullina_iv@mail.ru

Механизм действия новой технологии обработки призабойной зоны заключается в блокировании принимающих (проницаемых) интервалов в пласте при последовательной закачке раствора маслорастворимого эмульгатора «Неонол АФ-6» и минерализованной воды. При этом образующаяся в призабойной зоне пласта эмульсия из «Неонола АФ-6», остаточной нефти и минерализованной воды снижает проницаемость и позволяет оттеснить часть остаточной нефти вглубь пласта. Образование эмульсии происходит за счет энергии движения закачиваемой воды. Последующая затем закачка раствора деэмульгатора (раствор «Неонола АФ-12» в воде или кислоте) позволяет одновременно снять эмульсионную блокаду и очистить плохо дренируемые пропластки призабойной зоны пласта.

Ключевые слова: минерализованная вода; «Неонол АФ-6»; «Неонол АФ-12»; обработка призабойной зоны; эмульсия в пористой среде.

The mechanism of action of the new technology for treating the near-wellbore zone is to block the receiving (permeable) intervals in the formation when pumping a solution of the oil-soluble emulsifier «Neonol AF-6» and, then, mineralized water. At the same time, the emulsion formed in the bottomhole formation zone from «Neonol AF-6», residual oil and mineralized water reduces permeability and allows part of the residual oil to be pushed deeper into the formation. The formation of the emulsion occurs due to the energy of movement of the injected water. The subsequent injection of a demulsifier solution («Neonol AF-12» solution in water or acid) allows you to simultaneously remove the emulsion blockade and clean poorly drained bottomhole formation zone layers.

Key words: emulsion in a porous medium; «Neonol AF-6»; «Neonol AF-12»; mineralized water; treatment of the bottomhole zone.

Дата поступления 29.06.24

Для проведения многих технологических работ в нефтяных скважинах часто требуется не только постоянно (вплоть до установки цементных мостов), но и временно блокировать принимающие интервалы пластов¹. Для этого используют отклоняющие реагенты (при кислотных обработках и гидроразрыве пласта), в качестве которых применяют механические системы, разрушаемые во времени гели, набухающие и разрушающиеся полимерные реагенты, мицеллярные растворы ПАВ и т.п.).

Реагенты для временной блокировки обычно имеют высокую стоимость, кроме того, проницаемость коллектора не полностью восстанавливается после их применения.

Необходимость временного блокирования принимающих интервалов обоснована в работах^{1,2}. Часто в нагнетательных скважинах (особенно старых месторождений) принимает воду не весь перфорированный интервал, что связано с низким качеством закачиваемой воды³, которая обычно содержит большое количество взвешенных частиц, остаточной окисленной нефти и продуктов микробиологической природы (бактерий и продуктов их жизнедеятельности). С времен СССР остались многие из ныне действующих месторождений, недостаточно внимательно относились к подготовке воды для закачки в пласт³, часто при нехватке закачиваемой воды в системе поддержания пластового давления (ППД) на начальном этапе разработки использовали пресную воду из открытых источников, содержащую сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ), что приводило к заражению нефтяных пластов. Образующийся в результате жизнедеятельности СВБ сероводород приводит к коррозии оборудования, поэтому призабойные зоны пласта (ПЗП) нагнетательных скважин загрязнялись продуктами коррозии.

Следует отметить, что до сих пор наблюдается недостаточное внимание к подготовке воды для системы ППД, хотя основной технологией добычи нефти в РФ является заводнение. На старых месторождениях (с высокой обводненностью нефти) практикуется предварительный отстой нефти и сброс части отстоявшейся воды сразу в систему ППД, что снижает затраты на подготовку нефти и ППД. Это приводит к ухудшению коллекторских свойств пластов, особенно, в ПЗП и, как следствие, к неравномерной закачке воды и вытеснению нефти из пластов. Иногда это приводит к «кинжальным» прорывам закачиваемой воды^{1,2}. Уменьшить и даже ликвидировать «кинжальный» прорыв закачиваемой воды удалось при применении потокоотклоняющей технологии (ПОТ) площадной закачки низкоконцентрированного стабилизированного латекса, т.е. дисперсии, содержащей коллоидные частицы каучука (латекс) и ста-

билизатор НПАВ¹. Для того чтобы уменьшить непроизводительную закачку воды, необходимо увеличить охват пласта заводнением и прекратить кинжальные прорывы воды.

Вторым следствием закачки недостаточно очищенных вод является снижение приемистости скважин на старых месторождениях, что уменьшает темп выработки запасов нефти. Поэтому необходимо увеличить как охват пласта заводнением, так и приемистость нагнетательных скважин что обычно не свойственно «классическим» ПОТ, но важно на старых месторождениях.

Если в скважине происходит прорыв воды, то закачанный интенсифицирующий раствор (кислота, раствор водорастворимого ПАВ, нефтяной растворитель и т.п.) будет воздействовать на принимающий интервал, что приведет к снижению охвата пласта заводнением, хотя и повысит приемистость, но эффективность воздействия будет низкой. Данные Лозина Е.В.⁴ показывают важность выравнивания фронта и улучшения охвата пласта заводнением. Так, снижение скорости (и, соответственно, объема) закачки воды на месторождениях ПО «Башнефть» в начале 1990-х гг. привело к росту добычи нефти и увеличению коэффициента извлечения нефти (КИН) за счет более равномерного вытеснения нефти из пласта.

Ранее найдено⁵, что при применении 1.0% (10 г/л) раствора маслорастворимого НПАВ «Неонол АФ-6» и высокоминерализованной воды возможно остаточную после заводнения нефть превратить в обратную эмульсию, снижающую проницаемость пористой среды для воды в десятки или сотни раз (табл. 1). При этом в пористой среде эмульсия образуется за счет энергии движущейся (закачиваемой) воды, поскольку скорость движения воды в ПЗП всегда выше средней скорости вытеснения в пласте.

Результаты и их обсуждение

Целью работы было создание составов для комплексного воздействия на пласт, включающего временное блокирование принимающих интервал ПЗП, проведение интенсификации и, затем, снятие эмульсионной блокады. Таким образом, в одну операцию в условиях старых месторождений можно выровнять фронт заводнения и повысить (или сохранить неизменной) приемистость нагнетательных скважин. Последнее важно, т.к. позволяет не менять режим работы истощенного заводнением месторождения.

Для проведения экспериментов использовали оксиэтилированные изононилфенолы со степенью оксиэтилирования, равной 6 и 12: маслорастворимый «Неонол АФ-6» (АФ-6) и водораство-

римый «Неонол АФ-12» (АФ-12) производства АО «Нижнекамскнефтеоргсинтез». В опытах применяли модель минерализованной воды (плотностью 1100 кг/м³), изовязкозную модель нефти (с добавкой очищенного керосина) плотностью 877 кг/м³, вязкостью 21.3 мПа·с) Арланского месторождения. Для приготовления эмульсий использовали минерализованную воду Сергеевского месторождения плотностью 1149 кг/м³ и дегазированную нефть Сергеевского месторождения (девон). Эксперименты проводили при 21±1 °С, т.е. при температуре близкой к пластовой для Арланского месторождения.

Методика фильтрационного эксперимента учитывала, что свойства породы в ПЗП истощенных старых месторождений отличны от исходных свойств пласта ¹ из-за закачки огромных объемов воды. Поэтому целью экспериментов была не адаптация воздействия к условиям конкретного месторождения, а создание нового типа техноло-

гии ОПЗ (поисковая задача). Для опытов использовали насыпные модели пласта, что ускоряло и облегчало эксперимент, который велся без противодавления, т.е. без использования в работе газов.

Дезинтегрированный, экстрагированный, промытый, высушенный и просеянный обломочный Арланский керн набивали в корпуса моделей пласта из нержавеющей стали, насыщали моделью воды Арланского месторождения и в ходе фильтрации измеряли проницаемость по воде. После насыщения водой через модели пласта фильтровали 4.2–4.5 поровых объемов (п.о.) изовязкозной модели нефти Арланского месторождения. Остаточную нефтенасыщенность моделировали, вытесняя нефть моделью воды Арланского месторождения до практически полного прекращения нефтеотмыва и стабилизации перепада давления (табл. 1, рис. 1).

В ходе фильтрационных опытов в модель пласта последовательно закачивали оторочки ра-

Таблица 1

Результаты фильтрационных опытов на моделях пласта с остаточной нефтенасыщенностью

№	Закачиваемый агент	Объем закачки, п.о.	Перепад давления, МПа		Фактор сопротивления	Коэффициент нефтывытеснения (β), %	Δβ, %	Проницаемость по воде, мкм ²
			текущий	максимальный				
2	Вода ¹	10.12	0.00786	-	1	69.2	-	0.617
	10 г/л АФ-6 ³	0.50	0.0350	-	6.2	69.5	0.3	-
	Вода	5.40	0.351	0.588	50	73.1	3.9	0.0123
	Нефрас 120/200	0.40	0.0394	-	3.73	73.1	3.9	-
	Вода	3.30	0.0205	-	2.76	79.9	10.7 ²	0.224
10	Вода	11.00	0.0148	-	1	71.3	-	0.305
	10 г/л АФ-6 ³	0.50	0.339	0.339	24	71.3	0	-
	Вода	5.06	0.770	1.47	52(96 ⁴)	73.0	1.7	0.00582
	10 г/л АФ-12 ⁵	0.50	0.0361	-	1.70	74.1	2.8	-
	Вода	2.73	0.0248	-	1.66	75.9	4.6	0.184
12	Вода	10.20	0.0231	-	1	68.0	-	0.155
	10 г/л АФ-6 ³	0.50	0.134	0.147	5.2(10.5 ⁴)	68.0	0	-
	Вода	3.96	1.25	2.16	54(96.5 ⁴)	69	1.0	0.00287
	10 г/л АФ-12 ³	0.501	0.0451	-	1.66	70.4	2.4	-
	Вода	2.48	0.0446	0.0446	1.70	72.3	4.3	0.0912
14	Вода	11.02	0.00429	-	1	68.6	-	1.13
	10 г/л АФ-6 ³	0.50	0.00529	0.00529	1.20	68.6	0	-
	Вода	4.56	0.519	0.883	119(207 ⁴)	82.4	13.8	0.00950
	10 г/л АФ-12 ³	0.50	0.00809	0.857	1.54	84.6	16.0	-
	Вода	3.39	0.00449	-	1.07	88.4	19.8	1.056
15	Вода	11.05	0.00739	-	1	69.2	-	0.638
	10 г/л АФ-6 ³	0.50	0.0121	0.0121	1.7	69.2	0	-
	Вода	5.16	0.383	0.675	51.2(96 ⁴)	75.5	5.3	0.0125
	10 г/л АФ-12 ³	0.50	0.0183	0.780	2.31	75.5	6.3	-
	Вода	3.38	0.0105	-	1.43	80.1	10.9	0.446
17	Вода	9.06	0.00737	-	1	71.1	-	0.6620
	10 г/л АФ-6 ³	1.00	0.349	0.480	48	71.1	0	0.0138
	Вода	4.26	1.562	2.03	216(467 ⁴)	90.2	19.1	0.0031
	10 г/л АФ-12 ³	0.502	0.0247	2.57	2.36	92.1	21.0	0.2805
	Вода	2.67	0.0127	-	1.73	93.4	22.3	0.3827
	10 г/л АФ-12 ³	0.50	0.0119	-	1.57	93.4	22.3	0.4217
	Вода	2.30	0.00966	-	1.31	93.6	22.5	0.5053

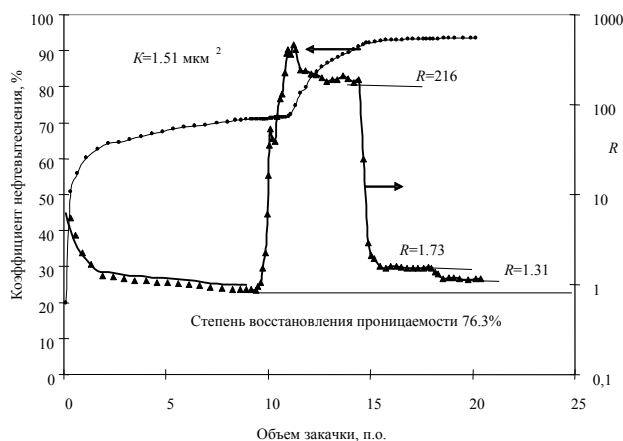
Примечания: плотность воды 1100 кг/м³; 2 – за вычетом объема закаченного растворителя; 3 – плотность растворов 1100 кг/м³; 4 – максимальные факторы сопротивления; 5 – плотность раствора 1000 кг/м³.

Характеристика моделей пласта с остаточной нефтенасыщенностью

№	Проницаемость, мкм ²			Длина, см	Нефтенасыщенность, %		Скорость фильтрации, м/сут
	по воде	по нефти с остаточной водой	по воде с остаточной нефтью		начальная	остаточная	
2	1.53	1.36	0.617	26.2	82.5	25.4	4.5
10	0.754	0.707	0.305	24.3	83.7	24.0	4.4
12	0.405	0.384	0.155	24.5	83.8	26.8	3.1
14	3.89	3.19	1.13	26.2	84.6	26.8	4.2
15	1.62	1.40	0.638	25.4	83.8	25.8	4.4
17	1.51	1.15	0.662	26.3	82.4	23.7	4.4

* – диаметр моделей пласта 31 мм.

створов АФ-6 и АФ-12 в минерализованной/пресной воде и модельную минерализованную воду Арланского месторождения (табл. 1, рис. 1).



Вода (9.06 п.о.), 1% Неонол АФ-6 (0.5 п.о.), вода (4.26 п.о.), 1% Неонол АФ-12 (0.5 п.о.), вода (2.67 п.о.), 1% Неонол АФ-12 (0.5 п.о.), вода (2.3 п.о.)

Рис. 1. Динамика вытеснения нефти и изменения проницаемости в опыте 17

Действие реагентов на проницаемость модели пласта оценивали по изменению фильтрационного сопротивления (модели пласта), как это принято при исследовании растворов полимеров и осадко-гелеобразующих веществ¹:

$$R = (P_i/Q_i)/(P_1/Q_1),$$

где R – фактор сопротивления;

P_i и Q_i – текущие перепад давления и расход, соответственно;

P_1 и Q_1 – установившиеся перепад давления и расход флюида при фильтрации до закачки исследуемых растворов, соответственно.

В случае установившейся фильтрации:

$$R = R_{ост.} = k_1/k_2,$$

где $R_{ост.}$ – остаточный фактор сопротивления;

k_1 и k_2 – значения проницаемости пористой среды до и после воздействия, соответственно.

Для характеристики фильтрационных свойств использовали $R_{ост.}$ и максимальный фактор сопротивления $R_{макс.}$

Степень восстановления проницаемости, %, при постоянной скорости фильтрации:

$$Cm = (k_2/k_1) \cdot 100\% = (P_i/P_1) \cdot 100\%.$$

На первом этапе эксперимента исследовали возможность разрушения модельной эмульсии «АФ-6+девонская нефть+минерализованная вода» (табл. 3). В работе использовали модельную эмульсию, заведомо большей стабильности, чем эмульсия в поровой среде, т.к. для ее приготовления использовали интенсивное перемешивание (пропеллерная мешалка, 1000 об/мин, 1 ч).

Установлено, что наиболее эффективно и быстро разрушают модельную эмульсию: соляная кислота, раствор АФ-12 в разбавленной соляной кислоте, раствор АФ-12 в пресной или минерализованной воде и маловязкий органический растворитель «Нефрас 120/200» (ТУ 38.101809-80) с высоким содержанием ароматических соединения. Соляная кислота, благодаря иону H^+ , обладает гидрофильными свойствами, что придает ей свойства деэмульгатора. Для НПАВ полученные результаты объясняются влиянием строения НПАВ и свойств раствора на гидрофильно-липофильный баланс (ГЛБ)⁶. В пресной воде и в присутствии кислоты оксиэтильный фрагмент АФ-12 лучше гидратируется, что повышает ГЛБ молекулы. ГЛБ маслорастворимого АФ-6 низок, поэтому даже в пресной воде и в присутствии кислоты его растворы медленно разрушают эмульсию, в то же время раствор АФ-6 в минерализованной воде модельную эмульсию не разрушает.

Таким образом, для предварительного тестирования составов для эмульсионного блокирования и деблокирования пористых сред можно опираться на исследование модельных эмульсий. Данные, приведенные в табл.1, 4 и на рис.1 показывают, что совместное действие блокирующего состава АФ-6 и минерализованной воды приводит к значительному вытеснению остаточной нефти. При этом степень вытеснения остаточной нефти и степень восстановления проницаемости увеличиваются симбатно с ростом проницаемости (рис. 2).

Таблица 3

**Разрушение модельных обратных эмульсий
«АФ-6+девонская нефть+минерализованная вода» при 20–22 °С**

Состав эмульсии	Состав раствора для разрушения эмульсии	Результат воздействия	
		после перемешивания	через 1 сут
10 мл девонской нефти + 4 г АФ-6 + 90 мл воды плотностью 1149 кг/м ³	10% соляная кислота в пресной воде	мгновенное полное разрушение	-
	Раствор АФ-12 + HCl; (АФ-12 – 10 г/л, HCl – 5%, плотность раствора 1025 кг/м ³)	-«-»	-
	Раствор АФ-12 + HCl + минерализованная вода (АФ-12 – 10 г/л, HCl – 5%, плотность раствора 1075 кг/м ³)	-«-»	-
	Раствор АФ-12 в пресной воде (АФ-12 – 10 г/л, плотность 1000 кг/м ³)	быстрое разрушение	полное разрушение-
	Раствор АФ-12 в минерализованной воде (АФ-12 – 10 г/л, плотность 1100 кг/м ³)	быстрое разрушение	-«-»
	Раствор АФ-6 + HCl (АФ-6 – 10 г/л, HCl – 5%, плотность 1025 кг/м ³)	очень медленное разрушение	полное разрушение
	Раствор АФ-6 + HCl + минерализованная вода (АФ-6 – 10 г/л, HCl – 5%, плотность раствора 1075 кг/м ³)	-«-»	-«-»
	Раствор АФ-6 (концентрация 10 г/л, плотность 1000 кг/м ³)	очень медленное разрушение	полное разрушение
	Раствор АФ-6 в минерализованной воде (АФ-6 – 10 г/л, плотность 1100 кг/м ³)	нет разрушения	нет разрушения
	Нефрас 120/200	быстрое разрушение	полное разрушение

Таблица 4

**Результаты исследования внутрипорового разрушения эмульсий
«АФ-6+нефть+минерализованная вода» (температура 21–23 °С)**

№	Исходная проницаемость (по воде), мкм ²	Остаточный фактор сопротивления	Раствор для снятия блокады (НПАВ в воде плотностью)	Объем закачки раствора АФ-12, п.о.	Степень восстановления проницаемости, %	Степень вытеснения остаточной нефти, %
12	0.405	54.0	АФ-12 в 1000 кг/м ³	0.5	58.8	13.4
10	0.754	52.4	АФ-12 в 1100 кг/м ³	0.5	60.2	16.0
17	1.51	216	АФ-12 в 1100 кг/м ³	0.5	57.8	77.2
				+0.5	76.3	77.9
15	1.62	51.2	АФ-12 в 1100 кг/м ³	0.5	69.9	35.4
14	3.89	119	АФ-12 в 1100 кг/м ³	0.5	93.5	63.1
2	1.53	50.0	Нефрас 120/200	0.4	36.2	34.7

Видимо, маслорастворимый АФ-6 не только увеличивает объем нефти, образуя эмульсию, но и делает межфазную границу «нефть/минерализованная вода» более пластичной, поэтому эмульсия способна фильтроваться через проницаемую пористую среду, т.е. в опытах наблюдается нефтевытеснение (табл. 1, 4 и рис. 1, 2). Разборка моделей пласта после опытов показала, что значительная часть пористой среды в начале модели (до 40–45 % от длины модели) практически не содержала остаточной нефти, в то время как конец модели пласта был более нефтенасыщенным, чем после вытеснения нефти водой.

В момент перехода на закачку раствора деэмульгатора (АФ-12) вытеснение нефти прекращается (рис. 1). После разрушения эмульсии де-

эмульгатором (АФ-12) происходит восстановление проницаемости для воды.

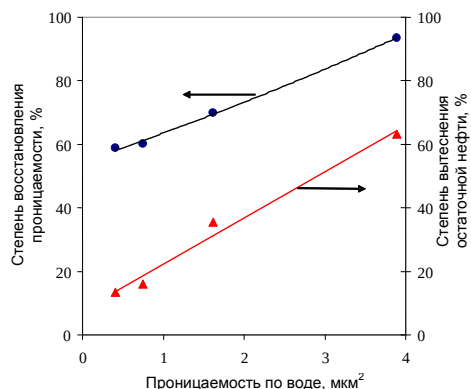


Рис. 2. Зависимость степени восстановления проницаемости и степени вытеснения остаточной нефти от проницаемости

Изучение восстановления проницаемости показало следующее (табл. 4, рис. 1, 2):

1. Минерализация раствора деэмульгатора (АФ-12) мало влияет на степень восстановления проницаемости (опыты 10 и 12). По-видимому, небольшая оторочка АФ-12 в пресной воде смешивается с минерализованной водой из порового пространства и из разрушаемой эмульсии.

2. Увеличение объема (числа оторочек) раствора деэмульгатора положительно влияет на степень восстановления проницаемости (опыт 17).

3. Чем выше исходная проницаемость модели водопроницающей модели пласта, тем выше степень восстановления проницаемости и степень вытеснения остаточной нефти (табл. 4). Это связано с увеличением объема пор по мере роста проницаемости.

4. Растворитель «Нефрас 120/200» слабо восстанавливает проницаемость пористых сред.

5. Разборка моделей пласта показала, что при закачке растворов АФ-6 и АФ-12 происходит очистка части пористой среды от остаточной нефти, поэтому применение АФ-6, АФ-12 и воды в ПЗП позволит очищать пористую среду на небольшом расстоянии от забоя, определяющем приемистость, и снижать ее проницаемость за счет оттеснения остаточной нефти на большее расстояние от забоя.

Литература

1. Лозин Е.В., Хлебников В.Н. Применение коллоидных реагентов в нефтедобыче. – Уфа: изд-во БашНИПИнефть, 2003. – 236 с.
2. Ганиев И.М., Яковлев К.В., Войтов О.В. и др. Опыт применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи и развитие потокоотклоняющих технологий на Ванкорском месторождении. Часть 1. Планирование, применение и анализ методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. – 2021. – №9. – С. 60-64.
3. Тронов В.П., Тронов А.В. Очистка вод различных типов для использования в системе ППД. – Казань: изд-во «Фэн», 2001. – 560 с.
4. Лозин Е.В., Аржиловский А.В., Червякова А.Н., Гареев А.Г., Нурув С.Р., Сибяев Т.В. О гидродинамических последствиях массовой остановки скважин в 90-х годах XX века. // Нефтяное хозяйство. – 2018. – №6. – С.62-65.
5. Шишков А.Ю., Сваровская Н.А., Гришина И.Н., Щербань А.И., Хлебников В.Н. Применение пластовых флюидов (остаточной нефти и высокоминерализованной воды) в потокоотклоняющих технологиях повышения нефтеотдачи истощенных пластов // Труды РГУ нефти и газа. – 2022. – №4. – С.170-183.
6. Шенфельд Н. Поверхностно-активные вещества на основе оксида этилена. – М.: Химия, 1982. – 752 с.

Предлагаемый подход может быть использован и для других месторождений, в которых можно превратить остаточную нефть в вязкую обратную эмульсию.

Таким образом, при последовательной закачке раствора маслорастворимого эмульгатора АФ-6 и раствора деэмульгатора (кислоты, растворов «кислота+АФ-12» и АФ-12) в ПЗП можно одновременно добиться очистки и повышения приемистости нагнетательных скважин низкотемпературных пластов с минерализованными закачиваемыми водами, что может стать основой новой технологии ОПЗ, механизм действия которой заключается в блокировании принимающих (проницаемых) интервалов пласта при закачке раствора маслорастворимого АФ-6 и минерализованной воды (создание эмульсионной блокады). Затем закачка раствора деэмульгатора (раствор АФ-12 в воде или кислоте) позволяет очистить плохо дренируемые пропластки в ПЗП и снять блокаду. Увеличение объема (числа оторочек) закаченного раствора деэмульгатора положительно влияет на степень восстановления проницаемости, т.е. в случае недостаточного восстановления проницаемости закачка деэмульгатора может быть повторена.

References

1. Lozin E.V., Khlebnikov V.N. *Primeneniye kolloidnykh reagentov v nefte dobyche* [Application of colloidal reagents in oil production]. Ufa, BashNIPIneft' Publ., 2003, 236 p.
2. Ganiyev I.M., Yakovlev K.V., Voytov O.V. i dr. *Opyt primeneniya fiziko-khimicheskikh metodov uvelicheniya nefteotdachi i razvitiye potokootklonyayushchikh tekhnologiy na Vankorskom mestorozhdenii. Chast' 1. Planirovaniye, primeneniye i analiz metodov uvelicheniya nefteotdachi* [Experience in the use of physical and chemical methods for increasing oil recovery and the development of flow-diverting technologies in the Vankor field. 1. Planning, application and analysis of methods for increasing oil recovery]. *Neftyanoye khozyaystvo* [Oil industry], 2021, no.9, pp.60-64.
3. Tronov V.P., Tronov A.V. *Ochistka vod razlichnykh tipov dlya ispol'zovaniya v sisteme PPD* [Purification of various types of water for use in the pressure maintenance system]. Kazan', Fen Publ., 2001, 560 p.
4. Lozin E.V., Arzhilovskiy A.V., Chervyakova A.N., Gareev A.G., Nurov S.R., Sibaev T.V. *O gidrodinamicheskikh posledstviyakh massovoy ostanovki skvazhin v 90-kh godakh XX veka* [On the hydrodynamic consequences of the mass shutdown of wells in the 90s of the 20th century]. *Neftyanoye khozyaystvo* [Oil industry], 2018, no.6, pp.62-65.
5. Shishkov A.Yu., Svarovskaya N.A., Grishina I.N., Shcherban' A.I., Khlebnikov V.N. *Primeneniye plastovyykh flyuidov (ostatocnoy nefti i vysokomineralizovannoy vody) v potokootklonyayushchikh tekhnologiyakh povyseniya nefteotdachi istoshchennykh plastov* [Application of formation fluids (residual oil and highly mineralized water) in flow diverter technologies for increasing oil recovery from depleted formations]. *Trudy RGU nefti i gaza* [Proceedings of the Gubkin University], 2022, no.4, pp.170-183.
6. Shenfel'd N. *Poverkhnostno-aktivnyye veshchestva na osnove oksida etilena* [Surfactants based on ethylene oxide]. Moscow, Khimiya Publ., 1982, 752 p.