

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

ПОЛУЧЕНИЕ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ ВОДОИЗОЛИРУЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С МИНЕРАЛИЗОВАННОЙ ВОДОЙ

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, T. D. Khlebnikova², I. N. Grishina², I. V. Khamidullina³, V. N. Khlebnikov¹

OBTAINING AND EFFECTIVENESS OF OIL-CONTAINING WATER-INSULATING COMPOSITIONS FOR FIELDS WITH MINERALIZED WATER

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

На основе доступного эмульгатора (маслорастворимого «Неонола АФ9-6»), нефти и минерализованной воды может быть создан эмульсионный состав для потокоотклоняющей технологии и водоизоляционных работ. При отсутствии или низком содержании остаточной нефти в призабойной зоне пласта (ПЗП) последовательное закачивание оторочек нефти (нефтяного растворителя) и раствора эмульгатора или состава «нефть+эмульгатор» и, затем, минерализованной воды, приводит к образованию вязких эмульсий в ПЗП за счет энергии потока минерализованной воды. Для водоизоляции в водонасыщенных (без остаточной нефти) пластах рекомендуется применение состава «нефть+ «Неонол АФ9-6» с большим содержанием эмульгатора, образующего в ПЗП вязкие тампонажные эмульсии.

Ключевые слова: водоизоляция; маслорастворимый эмульгатор «Неонол АФ9-6»; минерализованная закачиваемая вода; нефть; потокоотклоняющая технология; призабойная зона пласта; эмульсия в пористой среде.

Based on an available emulsifier (oil-soluble «Neonol AF9-6»), oil and mineralized water, an emulsion composition for flow diversion technology and waterproofing work can be created. In the absence or low content of residual oil in the bottomhole formation zone (BZZ), sequential injection of oil rims (oil solvent) and an emulsifier solution or an «oil + emulsifier» composition and, then, mineralized water leads to the formation of viscous emulsions in the BZZ due to the energy of the flow of mineralized water. For waterproofing in water-saturated (without residual oil) formations, it is recommended to use the composition «oil + «Neonol AF9-6» with a high content of emulsifier, which forms viscous cement emulsions in the reservoir zone.

Key words: bottomhole formation zone; emulsion in a porous medium; oil, flow diverter technology; mineralized injected water; oil-soluble emulsifier «Neonol AF9-6»; water insulation.

Дата поступления 26.12.23

Использование пластовых флюидов (обычно минерализованной закачиваемой воды) в технологиях повышения нефтеотдачи пласта (ПНП), например в потокоотклоняющих технологиях (ПТ), имеет давнюю историю. На месторождениях с минерализованными закачиваемыми водами можно применять их в качестве компонента геле- и осадкообразующей технологии^{1, 2} вместо раствора солей поли-валентных металлов¹, например при силикатно-щелочном заводнении³. Для предотвращения преждевременного внутрипластового образования осадков и гелей применяется буфер (оторочка) пресной воды. Если вода низкоминерализованная, то приходится специально закачивать растворы солей (например, хлорида кальция) для осаждения щелочных реагентов³.

Обычно минерализация пластовых и закачиваемых вод отрицательно сказывается на эффективности технологий полимерного и щелочного заводнения и т.п.^{1, 4–6}. Для дисперсных систем минерализация воды также может отрицательно влиять на эффективность, т.к. ухудшается набухание глинистых частиц, полимеров и т.п. Основными методами повышения (сохранения) эффективности технологий ПНП является применение оторочек пресной воды (до и после основного состава для ПТ) и длительная промывка пласта пресной водой⁴.

В серии проведенных исследований в качестве пластовых флюидов для ПТ и обработки призабойных зон (ОПЗ), используется остаточная нефть в призабойной зоне пласта (ПЗП) нагнетательных скважин и закачиваемая минерализованная вода^{7, 8}. За счет энергии потока закачиваемой минерализованной воды в ПЗП образуется вязкая эмульсия из остаточной нефти и минерализованной воды⁷, которую можно разрушить деэмульгатором⁸.

При длительном заводнении в результате многочисленных геолого-технических мероприятий (ГТМ) в скважине, действия пластовой микрофлоры, может происходить почти полное вытеснение и деградация остаточной нефти в ПЗП, что делает невозможным внутрипластовое образование из нее эмульсий для уменьшения приемистости принимающих пластов. Изменение температуры ПЗП (обычно при охлаждении закачиваемой водой) приводит к растрескиванию породы, на ПЗП влияют удары при спуско-подъемных операциях, кислотные обработки (распространенный тип ГТМ) и т.п. Таким образом, в ПЗП может и не содержаться необходимое количество остаточной нефти для внутрипластового образования эмульсий.

Второй проблемой является использование разработанных составов^{7, 8} для водоизоляции в условиях водонасыщенных интервалов, связь с

которыми нефтенасыщенных интервалов имеется из-за внутрипластовых перетоков, негерметичности скважин или заколонных перетоков.

Целью настоящего исследования было выяснение возможности применения разработанных ранее составов^{7, 8} в условиях недостаточного количества нефти в ПЗП и для водоизоляции водонасыщенных пластов.

Результаты и их обсуждение

В работе было проведено исследование составов для ОПЗ и водоизоляции на основе масло-растворимого «Неонол АФ9-6» (АФ-6), минерализованной воды из системы поддержания пластового давления (ППД) и нефти. В технологиях водоизоляции и ПНП желательна минимизировать количество дополнительно завозимых реагентов и максимально использовать закачиваемую воду из системы ППД и нефть, т.е. те вещества, которые всегда имеются на промысле.

В опытах использовали АФ-6 – оксиэтилированный изононилфенол со степенью оксиэтилирования, равной 6, производства АО «Нижнекамскнефтеоргсинтез», который растворяли смешиванием в изовязкой модели нефти девонских пластов Сергеевского месторождения (плотность 850 кг/м³, вязкость 6.04 мПа·с).

В фильтрационных опытах использовали минерализованную (закачиваемую) воду (вязкость 1.22 мПа·с и плотность 1098 кг/м³) и изовязкую модель нефти девонских пластов Сергеевского месторождения (смесь дегазированной и безводной нефти с очищенным керосином).

Пористые среды готовили из размолотого и промытого для удаления пыли гидрофильного кварцевого песка, которым набивали корпуса моделей пласта из нержавеющей стали (труба длиной около 26 см и диаметром 3.1 см). Модели пласта имели внутри винтовую нарезку (для предотвращения проскальзывания флюидов вдоль стенок) и крышки с вентилями высокого давления на обоих концах.

После забивки песком модели под вакуумом насыщали минерализованной водой и затем, через модели пласта фильтровали около 2 поровых объемов (п.о.) минерализованной воды, что было достаточно для стабилизации перепада давления. Затем в модель пласта закачивали 0.2 п.о. состава и опять фильтровали минерализованную воду.

Основной задачей эксперимента было исследование водоизоляционных свойств составов в отсутствии или при недостатке остаточной нефти. Поэтому для экспериментов использовали водонасыщенные модели пласта, не содержащие остаточной нефти. Проницаемость моделей пласта со-

ставляла около 4 мкм², что моделировало проницаемость трещин в ПЗП, а не обычной пористой среды угленосных (карбон) или девонских пластов, для которых характерна высокая минерализация закачиваемых и пластовых вод^{9, 10}.

Действие составов на проницаемость модели пласта оценивали по изменению фильтрационно-сопротивления (модели пласта):

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

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 раствора АФ-6, 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 ($R_{макс.}$). Применение фактора сопротивления R позволяет учитывать не только рост перепада давления, а и изменение скорости фильтрации.

Свойства моделей пласта и результаты эксперимента приведены в табл.1 и 2.

В опыте 1 (опыт сравнения) первоначально исследовали закачку нефти (без добавки эмульгатора ПАВ) для того, чтобы уточнить ее влияние на

проницаемость. Было обнаружено, что небольшая оторочка нефти значительно снижает проницаемость пористой среды для воды. В работах^{11, 12} предлагается использовать чередующуюся закачку воды и нефти (вязкой) для снижения проницаемости для вытесняющего флюида. Данные опыта 1 показывают, что применение небольшой оторочки легкой нефти (замазучивание пористой среды) также снижает проницаемость для воды. Увеличение вязкости нефти (превращение ее в эмульсию) должно повысить водоизолирующие свойства нефтяной фазы.

В опыте 2 закачивание состава на основе нефти (при содержании 5% об. АФ-6) значительно в большей степени снизилась проницаемость для воды водонасыщенной (изначально) модели пласта. В этом опыте была предпринята попытка размыть образующийся эмульсионный тампон потоком минерализованной воды. Но, как видно из рис. 1, вместо этого в эксперименте наблюдали первоначально стабилизацию фактора сопротивления, а после выдержки (остановки фильтрации) изоляционные свойства эмульсионного тампона увеличились, т.е. возрос максимальный фактор сопротивления (табл. 2, рис. 2). Подобное наблюдали визуально при длительной выдержке смеси из раствора АФ-6 в нефти и минерализованной воды. При этом первоначально происходило образование эмульсии (это заметно было по цвету нефти), а через 1-2 сут объем эмульсии увеличивался, и качественно было видно набухание эмульсии в присутствии минерализованной воды за счет диффузии. В конце фильтрации воды в опыте 2 фактор сопротивления уменьшался со значения 244.5 (максимальное) до 15.5, т.е. до значения

Таблица 1

Результаты влияния состав «нефть+АФ-6» на проницаемость водонасыщенных моделей

№ опыта	Проницаемость по воде, мкм ²	Длина× диаметр, см	Объем пор, модели пласта, мл	Закачиваемый флюид	Объем закачки, п.о.	Перепад давления, МПа	Скорость фильтрации, м/сут
1	3.90	26.3×3.1	81.8	Вода	1.92	0.00125	3.1
				Нефть (100%)	0.20	0.0204	
				Вода	2.50	0.006	
2	4.11	26.4×3.1	80.1	Вода	2.05	0.00143	3.8
				Нефть (95%)+АФ-6 (5%)	0.20	0.0105	
				Вода	5.52	~0.041	
				Остановка фильтрации на 2.5 сут			
				Вода	5.40	0.226	
3	3.82	26.4×3.1	79.7	Вода	2.36	0.00154	3.8
				Нефть(90%)+АФ-6 (10%)	0.20	0.0130	
				Вода	3.14	0.288	
4	3.89	26.2×3.1	80.5	Вода	2.09	0.00124	3.1
				Нефть(80%)+АФ-6 (20%)	0.20	0.0225	
				Вода	2.75	0.58	
5	4.21	26.3×3.1	79.7	Вода	2.11	0.0139	3.8
				Нефть(70%)+АФ-6 (30%)	0.20	0.014	
				Вода	2.22	0.616	

Влияние эмульгирующих составов на проницаемость водонасыщенных моделей пласта

Опыт	Начальная проницаемость по воде, мкм ²	Состав, % об.		Фактор сопротивления	
		Нефть	АФ-6	конечный	максимальный
13В	3.90	100	0	4.8	21.8
25В	4.11	95	5	29.1(15.5)*	37.2(244.5)*
23В	3.82	90	10	179	301
21В	3.89	80	20	437	1032
20В	4.21	70	30	507	736

ниже, чем было до остановки (29.1). При этом некоторое количество нефтяной эмульсии было замечено на выходе из модели, т.е. малая оторочка эмульсии из нефти и воды оказалась размытой по пористой среде.

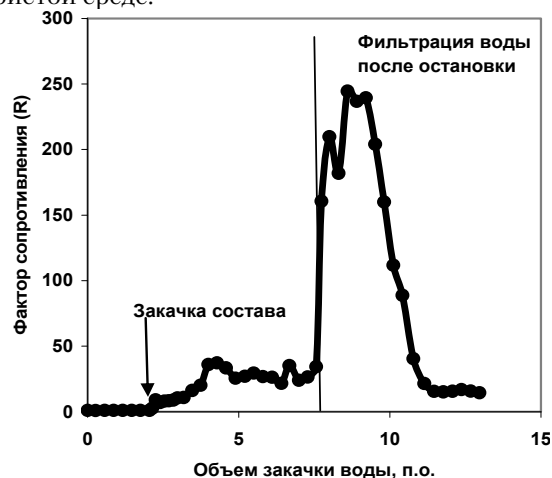


Рис. 1. Динамика фильтрации в опыте 2

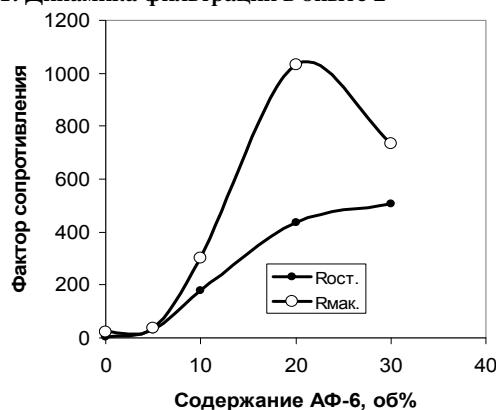


Рис. 2. Влияние содержания «Неонола АФ9-6» на водоизолирующие свойства состава

Полученные ранее данные показывают, что АФ-6 эффективно снижает поверхностное натяжение нефть/вода, что делает межфазную границу эмульсия/нефть более пластичной и подвижной¹³.

Таким образом, из-за хорошей растворимости АФ-6 в нефти и значительного влияния АФ-6 на межфазное натяжение даже закачка малой оторочки смеси нефти с АФ-6 и воды (или нефти, а затем раствора АФ-6) может быть использована в ПТ.

В последующих опытах (3–5) исследовали влияние растворов АФ-6 в нефти с различным содержанием эмульгатора – водорастворимого АФ-6 на водоизолирующие свойства состава «нефть + АФ-6». При увеличении содержания АФ-6 в интервале 10–30 % происходит увеличение остаточного фактора сопротивления. Максимальный фактор сопротивления достигается при содержании 20% АФ-6 (значение R около 1000, т.е. проницаемость по воде снижается почти в 1000 раз, что вполне достаточно для полной водоизоляции поглощающего интервала). Дальнейшее увеличение содержания АФ-6 в смеси не приводит к росту максимального фактора сопротивления, а только остаточного фактора сопротивления.

Таким образом, если ПЗП пласта содержит относительно мало остаточной нефти или не содержит ее совсем, то закачивая некоторого количества нефти (нефтяного растворителя) или состава «нефть+эмульгатор» достаточно для получения в ПЗП вязких эмульсий за счет энергии потока закачиваемой минерализованной воды. Для водоизоляции же в водонасыщенных (без остаточной нефти) пластах рекомендуется применение состава «нефть+АФ-6», образующего в ПЗП вязкие эмульсии за счет энергии потока минерализованной воды.

Литература

1. Сафонов Е.Н., Алмаев Р.Х. Методы извлечения остаточной нефти на месторождениях Башкортостана. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997. – 247 с.
2. Лозин Е.В., Хлебников В.Н. Применение коллоидных реагентов в нефтедобыче. – Уфа: Изд-во БашНИПИнефть, 2003. – 236 с.

References

1. Safonov E.N., Almaev R.Kh. *Metody dobychi ostatochnoy nefi na mestorozhdeniyakh Bashkortostana* [Methods for extracting residual oil from the fields of Bashkortostan]. Ufa, Bashneft Publ., 1997, 247 p.
2. Lozin E.V., Khlebnikov V.N. *Primeneniye kolloidnykh reagentov v neftedobyche* [Application of colloidal reagents in oil production]. Ufa, Bashneft Publ., 2003, 236 p.

3. Патент РФ №2162143. Способ регулирования разработки нефтяных месторождений заводнением / Исламов Ф.Я., Плотников И.Г., Мухаметшин М.М., Шувалов А.В., Парамонов С.В., Базекина Л.В., Алмаев Р.Х. // Оpubл. 20.01.2001.
4. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов.– М.: Недра, 1985.– 308 с.
5. Горбунов А.Т., Бученков Л.Н. Щелочное заводнение.– М.: Недра, 1989.–160 с.
6. Григорашченко Г.И., Зайцев Ю.В., Кукин В.В. и др. Применение полимеров в добыче нефти.– М.: Недра, 1978.– 213 с.
7. 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.
8. Шишков А.Ю., Гришина И.Н., Хлебников В.Н. Применение остаточной нефти и высокоминерализованной воды для повышения нефтеотдачи истощенных пластов // Матер. конф. «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности».– М.: ИПНГ РАН.– С.30-33.
9. Баймухамметов К.С., Гайнуллин К.Х., Сыртланов А.Ш., Тимашев Э.М. Геологическое строение и разработка Арланского нефтяного месторождения.– Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997.– 368 с.
10. Баймухамметов К.С., Викторов П.Ф., Гайнуллин К.Х., Сыртланов А.Ш. Геологическое строение и разработка нефтяных и газовых месторождений Башкортостана.– Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997.– 424 с.
11. Лысенко В.Д. Эффективный способ разработки залежи высоковязкой нефти // Нефтепромысловое дело.– 2010.– №1.– С.7-11.
12. Лысенко В.Д. Высокая эффективность чередующейся закачки воды и небольшой части высоковязкой нефти // Нефтепромысловое дело.– 2010.– №9.– С.4-8.
13. Ганиев Р.Р., Хлебников В.Н., Андреева А.А., Ленченкова Л.Е. и др. Влияние минерализации на поверхностную и адсорбционную активность неионногенных поверхностно-активных веществ в условиях карбонатных коллекторов // Баш. хим. ж.– 1994.– Т.1, №4.– С.30-34.
- reagents in oil production]. Ufa, Bashnipineft Publ., 2003, 236 p.
3. Islamov F.Ya., Plotnikov I.G., Mukhametshin M.M., Shuvalov A.V., Paramonov S.V., Bazekina L.V., Almaev R.Kh. *Sposob regulirovaniya razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy zavodneniyem* [Method for regulating the development of oil fields by flooding]. Patent RF no.2162143, 2001.
4. Surguchev M.L. *Vtorichnyye i tretichnyye metody uvelicheniya nefteotdachi plastov* [Secondary and tertiary methods for increasing oil recovery]. Moscow, Nedra Publ., 1985, 308 p.
5. Gorbunov A.T., Buchenkov L.N. *Shchelochnoye zavodneniye* [Alkaline flooding]. Moscow, Nedra Publ., 1989, 160 p.
6. Grigorashchenko G.I., Zaitsev Yu.V., Kukin V.V. and oth. *Primeneniye polimerov v dobyche nefti* [Application of polymers in oil production]. Moscow, Nedra Publ., 1978, 213 p.
7. Shishkov A.Yu., Svarovskaya N.A., Grishina I.N., Shcherban A.I., Khlebnikov V.N. *Primeneniye plastovykh flyuidov (ostatocnoy nefti i vysokomineralizovannoy vody) v potokootklonyayushchikh tekhnologiyakh povysheniya 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 Russian State University of Oil and Gas], 2022, no.4, pp.170-183.
8. Shishkov A.Yu., Grishina I.N., Khlebnikov V.N. *Primeneniye ostatocnoy nefti i vysokomineralizovannoy vody dlya povysheniya nefteotdachi istoshchennykh plastov* [Application of residual oil and highly mineralized water to enhance oil recovery from depleted formations]. *Mater. konf. «Fundamental'nyy bazis innovatsionnykh tekhnologiy neftyanoy i gazovoy promyshlennosti»* [Proc. of the conf. «Fundamental basis of innovative technologies in the oil and gas industry»], 2022, pp.30-33.
9. Baymukhammetov K.S., Gainullin K.Kh., Syrtlanov A.Sh., Timashev E.M. *Geologicheskoye stroeniye i razrabotka Arlanskogo neftyanogo mestorozhdeniya* [Geological structure and development of the Arlan oil field]. Ufa, Bashneft Publ., 1997, 368 p.
10. Baimukhammetov K.S., Viktorov P.F., Gainullin K.Kh., Syrtlanov A.Sh. *Geologicheskoye stroeniye i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy Bashkortostana* [Geological structure and development of oil and gas fields of Bashkortostan]. Ufa, Bashneft Publ., 1997, 424 p.
11. Lysenko V.D. *Effektivnyi sposob razrabotki zalezhi vysokov'yazkoy nefti* [An effective way to develop high-viscosity oil deposits]. *Neftpromyslovoye delo* [Oilfield Business], 2010, no.1, pp.7-11.
12. Lysenko V.D. *Vysokaya effektivnost' chereduyushchey'sya zakachki vody i nebol'shoy chasti vysokov'yazkoy nefti* [High efficiency of alternating injection of water and a small part of high-viscosity oil]. *Neftpromyslovoye delo* [Oilfield Business], 2010, no.9, pp.4-8.
13. Ganiev R.R., Khlebnikov V.N., Andreeva A.A., Lenchenkova L.E. *Vliyaniye mineralizatsii na poverkhnostno-aktivnykh veshchestv v usloviyakh karbonatnykh kollektorov* [The influence of mineralization on the surface and adsorption activity of non-ionic surfactants in the conditions of carbonate reservoirs]. *Bashkirskii khimicheskii zhurnal* [Bashkir Chemical Journal], 1994, vol.1, no.4, pp.30-34.