

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

ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭМУЛЬГАТОРОВ МАРКИ «НЕОНОЛ» В СОСТАВЕ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ 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, T. D. Khlebnikova², I. N. Grishina², I. V. Khamidullina³, V. N. Khlebnikov¹

POSSIBILITIES OF USING NEONOL EMULSIFIERS IN FLUIDS FOR TREATING THE NEAR-WELLBORE FORMATION ZONE

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

Низкоконцентрированный (0.1%) раствор эмульгатора Неонол АФ9-6 в высокоминерализованной воде позволяет регулировать проницаемость пористой среды с остаточной нефтью даже при небольшом объеме закачивания. Для растворов Неонол АФ9-6 найдена логарифмическая зависимость степени снижения проницаемости пористой среды с остаточной нефтью от объема закачки (количества) эмульгатора. Высокая эффективность при низкой концентрации делает состав подходящим для потокоотклоняющей технологии и применимым для закачки через кустовые насосные станции. Последовательная закачка низкоконцентрированных растворов Неонол АФ9-6, деэмульгатора и минерализованной воды может быть использована в технологии обработки призабойной зоны пласта, осуществляемой с кустовых насосных станций.

Ключевые слова: Арланское месторождение; кустовые насосные станции; маслорастворимый эмульгатор Неонол АФ9-6; минерализованная вода; обработка призабойной зоны пласта; остаточная нефть; фильтрация; эмульсия в пористой среде.

A low-concentrated (0.1%) solution of the emulsifier Neonol AF9-6 in highly mineralized water allows you to regulate the permeability of the porous medium with residual oil even with a small injection volume. For Neonol AF9-6 solutions, a logarithmic dependence of the degree of reduction in the permeability of a porous medium with residual oil on the injection volume (quantity) of the emulsifier was found. High efficiency at low concentration makes the composition suitable for flow diverter technology and applicable for injection through cluster pumping stations. Consecutive injection of low-concentrated solutions of Neonol AF9-6, demulsifier and mineralized water can be used in the technology of processing the bottomhole formation zone, carried out from cluster pumping stations.

Key words: Arlanskoye field; cluster pumping stations; emulsion in a porous medium; filtration; mineralized water; oil-soluble emulsifier Neonol AF9-6; residual oil; treatment of the bottomhole formation zone.

Дата поступления 23.12.2023

Опыт БашНИПИнефть¹ показал, что закачивание составов для повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) с кустовых насосных станций (КНС) значительно повышает эффективность потокоотклоняющих технологий (ПТ), а также менее затратно и трудоемко, чем очаговое воздействие, т.е. закачка в отдельные нагнетательные скважины. Так, закачивание с КНС стабилизированного неионогенного ПАВ (НПАВ) – латекса для ПНП на Арланском месторождении позволило значительно увеличить удельный эффект (в пересчете на тонну реагента)¹. Одной из наиболее распространенных технологий в нефтедобыче является обработка призабойных зон (ОПЗ) пласта нагнетательных скважин для улучшения их работы (получения технического или технологического эффектов). Особенно это важно для старых, истощенных месторождений.

Целью работы было создание основ технологий ОПЗ и ПТ, которые можно осуществить закачкой с КНС, а не обрабатывать нагнетательные скважины по отдельности. Закачку составов с КНС можно осуществлять путем их введения в водовод высокого давления (после агрегата КНС) или с дозированием реагентов на входе агрегата КНС. В первом случае закачка может производиться с обработкой ограниченного числа скважин, связанных с данным водоводом, и требует использования насосных агрегатов высокого давления. Во втором случае закачка производится в воду на входе агрегата КНС (происходит обработка максимального числа скважин) при небольшом давлении (обычно около 0.5 МПа) с использованием дозирочного насоса небольшой мощности. Выбор варианта воздействия определяется задачами и размахом обработки, а также наличием необходимого количества реагентов (растворов) и способностью реагентов выдержать без разрушения механическое воздействие насосного агрегата КНС высокой мощности.

Для закачивания с КНС подходят только те составы, для приготовления которых нужна вода из системы поддержания пластового давления (ППД), используемая в КНС.

Результаты и их обсуждение

Для применения в обработках пласта с КНС используют разбавленные растворы, сохраняющие эффективность и при низкой концентрации в растворе, т.е. при достаточно «мягком» варианте воздействия на пласт. Это ПТ на основе стабилизированного латекса^{1,2}, силикатно-щелочное воздействие на участках месторождений с пресными закачиваемыми водами и микробиологическое воздействие³ – закачка суспензии активного ила.

Проведенные ранее исследования⁴ показали, что возможна разработка ПТ и технологий ОПЗ с использованием 1% (10 г/л) растворов Неонола АФ9-6 (АФ-6) и Неонола АФ9-12 (АФ-12) в минерализованной воде. Их действие основано на эмульсионном блокировании принимающих интервалов в ПЗП нагнетательных скважин (снижении их проницаемости) и разрушении эмульсий (снятии эмульсионной блокады) растворами деэмульгаторов (кислоты, АФ-12). Представляется интересным оценить возможность применения разбавленных 0.1% растворов АФ-6 (1.0 г/л) в минерализованной воде, т.е. растворов, перспективных для закачивания с КНС.

Эксперимент проводили по методике⁴ с использованием насыпных моделей пласта Арланского месторождения (табл. 1) с остаточной нефтенасыщенностью и модели минерализованной воды Арланского месторождения. Результаты эксперимента приведены в табл. 2 и на рис. 1.

Таблица 1

Характеристика модели пласта						
Проницаемость, мкм ²			Длинах диаметр, см	Нефтенасыщенность, %		Скорость фильтрации, м/сут
по воде	по нефти с остаточной водой	по воде с остаточной нефтью		После вытеснения водой	Конечная после опыта	
0.810	0.642	0.339	25.3×3.1 см	84.2	25.4	5.2

Таблица 2

Условия проведения и результаты эксперимента							
Закачиваемый агент ¹	Объем закачки, п.о.	Перепад давления, МПа		R	Коэффициент нефтевытеснения β, %	Δβ, %	Проницаемость по воде, мкм ²
		текущий	максимальный				
Вода	10.68	-	0.0166	1	69.8	0	0.0166
1.0 г/л АФ-6	1.00	0.0173	0.0173	1.04	69.8	0	0.6427
Вода	6.04	0.075	0.133	4.2	71.5	1.7	0.1576
1.0 г/л АФ-6	1.00	0.107	-	6.6	71.7	1.9	0.1022
Вода	5.40	0.259	0.278	14.6	72.8	3.0	0.0438
Остановка фильтрации на 3.57 сут							
Вода	344	0.232	0.301	14.4	73.6	3.8	0.0460
1.0 г/л АФ-6	1.00	0.128	-	8.6	73.6	3.8	0.0770
Вода	4.70	0.294	0.294	18.1	74.7	4.9	0.0394

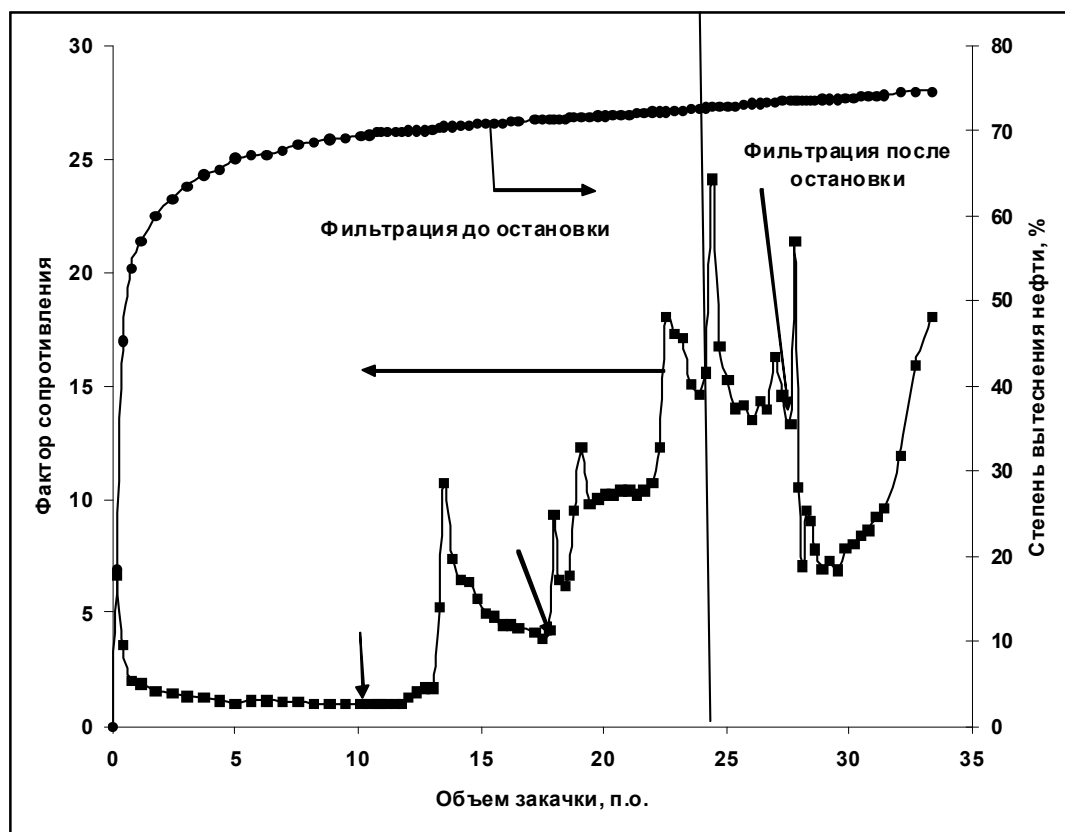


Рис. 1. Динамика вытеснения нефти и изменения проницаемости среды (стрелки показывают момент начала закачки оторочек 0.1% растворов АФ-6, вертикальная черта – момент остановки фильтрации)

В проведенном эксперименте последовательно осуществлялось три последовательных этапа закачивания 0.1% раствора АФ-6 в минерализованной воде и минерализованной воды (табл. 2, рис. 1). После первой закачки остаточная (конечная) проницаемость по воде модели пласта снизилась в 4.2 раза, после второй – в 14.6 раз и после третьей закачки – в 18.1 раз. Максимальное снижение проницаемости по воде, соответственно, было: в 10.7 (I этап), в 18.1–24.1 раз (II этап) и в 21.4–18.1 раз (III этап).

Во время I этапа закачивания наблюдалось быстрое снижение проницаемости после достижения максимального значения фактора сопротивления (R) после закачки 0.1% раствора АФ-6. В ходе последующей фильтрации воды фактор сопротивления постепенно стабилизировался. Во время второго этапа закачивания АФ-6 также происходил быстрый рост фактора сопротивления, однако в ходе последующей фильтрации воды фактор сопротивления сначала стабилизировался, но затем опять вырос до значения в 18.1. После остановки фильтрации (для определения влияния диффузии АФ-6) фактор сопротивления опять вырос до 24.1, но при дальнейшей фильтрации воды стабилизировался при значениях около 13.5–14.5. На третьем этапе закачивания 0.1% раствора АФ-6 наблюдалось резкое колебание фак-

тора сопротивления: он менялся от 21.4 до 8-7 (рис. 1). В ходе закачивания оторочек раствора АФ-6 и, затем, воды степень вытеснения нефти постепенно увеличивалась, однако существенного нефтеотмыва не произошло (всего из модели пласта было удалено 16.2% исходной остаточной нефти (табл. 3)).

Данные эксперимента позволяют заключить следующее.

Низкоконцентрированный раствор АФ-6 (эмульгатора) позволяет регулировать (существенно снижать) проницаемость пористой среды с остаточной нефтью даже при небольшом объеме закачивания.

В ходе увеличения количества закачанного реагента (оторочек раствора АФ-6) усиливается влияние состава на проницаемость, т.е. даже при низкой концентрации АФ-6 имеет место эффект накопления результатов воздействия.

В результате действия АФ-6 (адсорбции на границе фазового раздела или растворения в нефти) межфазная граница становится более пластичной. По мере накопления АФ-6 в системе происходит значительное колебание фактора сопротивления при II и III закачке оторочек реагента. Максимальная подвижность эмульсии наблюдается при III закачке АФ-6, что указывает на движение и перераспределение нефти (и эмульсии) в пористой среде.

Влияние закачки раствора АФ-6 на проницаемость гидрофильных пористых сред при 21–23 °С

№	Проницаемость по воде, мкм	Концентрация АФ-6, г/л	Общий объем закачки раствора АФ-6, п.о.	Фактор сопротивления		Прирост коэффициента вытеснения нефти в результате опыта, %
				максимальный	остаточный	
12А	0.405	10	0.5	96.5	54.0	4.3
10А	0.754	10	0.5	96.0	52.4	4.6
4А	1.43	10	0.5	27.0	27.0	5.0
14А	3.89	10	0.5	20.7	119	19.8
2А	1.53	10	0.5	88.0	50.0	10.7
7А	1.61	10	0.5	100	50.2	3.5
15А	1.62	10	0.5	51.2	96.0	10.9
17А	1.51	10	1.0	519	216	22.5
18А	0.810	1.0	3.0 (1.0+1.0+1.0)	22.5	16.8	4.9

Между закачкой оторочек АФ-6 в опыте закачивали большое количество воды, т.е. закачка минерализованной воды заметно не влияет на накопление эффекта от воздействия. Видно, что поток минерализованной воды эмульсию не разрушает, а перемещает в пористой среде.

Чтобы более точно оценить влияние АФ-6 на проницаемость, использовали данные ⁴ и табл. 3, все опыты были сделаны по одной методике и на примере одного объекта (Арланского месторождения). Для оценки использовали параметр W :

$$W = [\text{Неонол АФ-6}] \cdot PV,$$

где $[\text{Неонол АФ-6}]$ – концентрация АФ-6, г/л;

PV – суммарный объем оторочек АФ-6 в поровых объемах (п.о.).

Показано (рис. 2), что по мере роста объема закачки эмульгатора (АФ-6) максимальное и остаточное влияние (факторы сопротивления) на проницаемость увеличиваются. Данные показывают, что в случае АФ-6 имеет место логарифмическая зависимость эффекта от объема закачки эмульгатора, что делает данный состав для ПТ применимым для закачки с КНС (рис. 3).

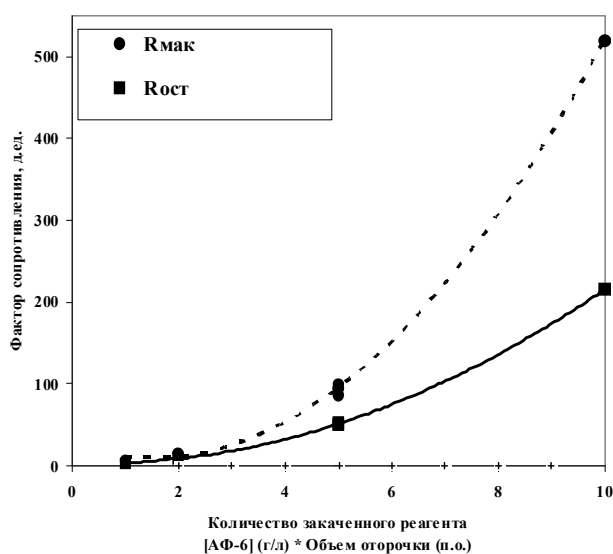


Рис. 2. Зависимость максимального и остаточного факторов сопротивления от объема раствора АФ-6

Результаты настоящей работы и ⁴ показывают, что остаточная нефть в призабойной зоне пласта под действием АФ-6 превращается в внутрипоровую обратную эмульсию, регулирующую (уменьшающую) проницаемость для воды, т.е. АФ-6 в случае месторождений с минерализованной водой является эффективным реагентом для ПТ, в том числе для закачки с КНС. Данные ⁵ показывают, что последовательная закачка раствора АФ-6, минерализованной воды (блокирование пористой среды), раствора деэмульгатора и снова воды (деблокирование) могут стать основой технологии ОПЗ для выравнивания фронта заводнения, осуществляемой при закачке с КНС. Следует отметить, что растворы водорастворимых неионогенных ПАВ (например АФ-12) являются типичными растворами для повышения приемистости пластов, а в данном случае они могут снять эмульсионную блокаду.

При закачке с КНС всегда используются достаточно разбавленные растворы (для «мягкого» воздействия). В любом случае закачка с КНС повышает эффективность воздействия, т.к. в максимальной степени «мягкий» состав поступает в наиболее принимающие скважины, требующие максимального воздействия. С другой стороны, скважины в которых не ожидается эффекта (или требуют другой технологии воздействия) можно на время обработки отключать.

В работе предлагается использование мало вязких растворов АФ-6 и АФ-12, содержащих достаточно прочные молекулы, поэтому закачивание их разбавленных растворов может производиться как мощными насосными агрегатами (с высоким механическим воздействием на раствор), так и относительно маломощными дозировочными насосами на вход КНС.

Таким образом, 0.1% раствор эмульгатора АФ-6 в высокоминерализованной воде позволяет регулировать (существенно снижать) проницаемость пористой среды с остаточной нефтью, даже при небольшом объеме закачивания.

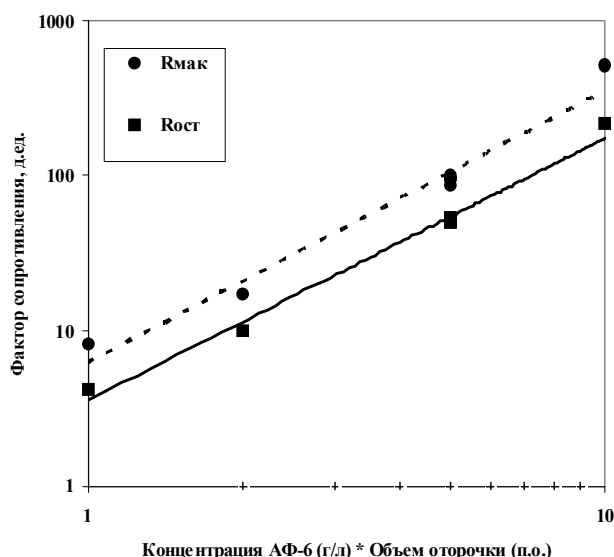


Рис. 3. Зависимость накопленных максимального и остаточного факторов сопротивления от объема закачки АФ-6 в логарифмических координатах

Для растворов АФ-6 имеет место логарифмическая зависимость эффекта снижения проницаемости пористой среды с остаточной нефтью от объема закачки эмульгатора, что делает данную ПТ применимой для закачки с КНС.

Остаточная нефть в призабойной зоне пласта под действием АФ-6 превращается во внутрипоровую обратную эмульсию, значительно уменьшающую (регулирующую) проницаемость для воды, т.е. АФ-6 в случае месторождений с минерализованной водой является эффективным реагентом для ПТ, в том числе для закачки с КНС.

Последовательная закачка низко концентрированного раствора АФ-6, минерализованной воды, низко концентрированного раствора деэмульгатора и снова воды могут быть использованы в технологии ОПЗ для выравнивания фронта заводнения, осуществляемой при закачке с КНС.

Литература

1. Лозин Е.В., Хлебников В.Н. Применение коллоидных реагентов в нефтедобыче. – Уфа: изд-во БашНИПИнефть, 2003. – 236 с.
2. Патент РФ №2273663. Способ вытеснения нефти из пласта / Жданова Н.В., Шувалов А.В., Мухаметшин М.М., Хасанов Ф.Ф. // Б.И. – 2006. – №10.
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. 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.

References

1. Lozin E.V., Khlebnikov V.N. *Primenenie kolloidnykh reagentov v nefte dobyche* [Application of colloidal reagents in oil production]. Ufa Bashnipineft Publ., 2003, 236 p.
2. Zhdanova N.V., Shuvalov A.V., Mukhametshin M.M., Khasanov F.F. *Sposob vytesneniya nefi iz plasta* [Method for displacing oil from a reservoir]. Patent RF no.2 273 663, 2006.
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 zavodneniem* [Method for regulating the development of oil fields by flooding]. Patent RF no.2162143, 2001.
4. Shishkov A.Yu., Svarovskaya N.A., Grishina I.N., Shcherban A.I., Khlebnikov V.N. *Primenenie plastovykh flyuidov (ostatocnoy nefi 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 nefi i gaza* [Proceedings of the Russian State University of Oil and Gas], 2022, no.4, pp.170-183.