

**РАЗРАБОТКА И ИСПЫТАНИЕ СОСТАВА РЕАГЕНТА
ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ**

Нелюбов Дмитрий Владимирович

*ведущий инженер кафедры механики многофазных систем
Тюменского государственного университета,*

РФ, г. Тюмень

E-mail: Nelyubov_DV@mail.ru

Семихина Людмила Петровна

*профессор кафедры механики многофазных систем
Тюменского государственного университета,*

РФ, г. Тюмень

E-mail: Semihina@mail.ru

Севастьянов Алексей Александрович

*доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых
месторождений Тюменского государственного нефтегазового университета,*

РФ, г. Тюмень

E-mail: sevastianov_aa@ogtcentre.ru

Важенин Денис Александрович

*младший научный сотрудник
Тюменского государственного университета,*

РФ, г. Тюмень

E-mail: Vazhenin_1987@mail.ru

Шабаров Александр Борисович

*заведующий кафедрой механики многофазных систем
Тюменского государственного университета,*

РФ, г. Тюмень

E-mail: ashabarov@utmn.ru

DEVELOPMENT AND TEST TRIAL OF REAGENT COMPOSITION FOR IMPROVING OIL RECOVERY

Nelyubov Dmitry

*Principal engineer of «Polyphase systems mechanics» department,
Tyumen state university, Russia, Tyumen*

Semihina Ludmila

*Professor of «Polyphase systems mechanics» department,
Tyumen state university, Russia, Tyumen*

Sevastianov Alexey

*Assistant professor of «Reservoir engineering and exploitation oil and gas deposits»
department, Tyumen state oil and gas university, Russia, Tyumen*

Vazhenin Denis

Junior research scientist of Tyumen state university, Russia, Tyumen

Shabarov Aleksandr

*Head of «Polyphase systems mechanics» department,
Tyumen state university, Russia, Tyumen*

АННОТАЦИЯ

Разработан состав композиционного реагента для увеличения коэффициента извлечения нефти. За счет синергизма компонентов композиционного реагента удалось снизить эффективную концентрацию композиции поверхностно-активных веществ (ПАВ) в водном растворе реагента в 10—60 раз в сравнении с аналогами. Компонентами состава стали производимые в России ПАВ, что определило низкую себестоимость производства реагента.

ABSTRACT

Composite reagent mixture is produced in order to increase the coefficient of oil recovery. By means of synergism of composite reagent elements it is possible to reduce the effective concentration of a composition of surface-active agents by 10—60 times compared with analogues in reagent water solution. Surface-active agents made in Russia are those elements of mixture that identifies a low cost of reagent production.

Ключевые слова: вытеснение нефти, извлечение нефти, реагент для извлечения нефти, поверхностно-активное вещество, разработка месторождений, методы увеличения нефтеотдачи.

Keywords: oil displacement, oil recovery, oil recovery reagent, a surface-active agent, reservoir exploitation, methods of enhanced oil recovery.

Основными причинами снижения коэффициента извлечения нефти (КИН) при разработке нефтяных залежей являются низкие коэффициенты охвата нефтеносного пласта и вытеснения нефти водой. Эффективность вытеснения снижается при высоких значениях поверхностного натяжения на границе раздела фаз нефть-вода, что может быть вызвано низкими пластовыми температурами и существенным различием вязкости пластовых флюидов. Это часто приводит к прорывам воды и преждевременному обводнению добывающих скважин. В то же время коэффициент охвата зависит от целого ряда факторов, таких как схема разработки, фильтрационные характеристики пласта и пластовых флюидов, связанность пропластков, однородность коллекторских свойств, режим работы пласта и интенсивность компенсации. Поэтому для повышения эффективности извлечения нефти необходимо повышать фазовую проницаемость по воде при одновременном снижении межфазного натяжения на границе нефть-вода. Наиболее перспективным методом такого воздействия является применение мицеллярных [1] и молекулярно-дисперсионных водных растворов ПАВ [2]. Это позволяет увеличивать коэффициент вытеснения нефти и коэффициент охвата путем значительного снижения поверхностного натяжения на границе раздела фаз нефть-вода, что повышает эмульгирующие свойства воды и её способность проникать в нефтенасыщенный коллектор.

Объектом применения такого комплекса геолого-технологических мероприятий (ГТМ) по улучшению динамических свойств пластовых флюидов и адсорбционных свойств породы нефтенасыщенного коллектора стал пласт БС₇ Соровского месторождения, разработка которого ведется с 2012 года

в соответствии с проектом пробной эксплуатации [4]. Актуальность ГТМ на данном объекте определяется необходимостью улучшения фактических результатов разработки по сравнению с проектными показателями нефтеотдачи (КИН — 0,327).

Таким образом, целью стала разработка и оценка эффективности применения состава водного раствора поверхностно-активных веществ в условиях пласта БС₇ Соровского месторождения.

Разработка состава реагента для вытеснения нефти велась путем выбора оптимальной композиции промышленно-производимых ПАВ. Основным принципом этого выбора стал синергетический эффект, то есть превышение эффективности композиции над суммарной эффективностью её компонентов. В качестве основного компонента использовали анионоактивный ПАВ, обладающий хорошим моющим действием, при невысокой стоимости. В следствие нуклеофильности песчаника как основной породы, составляющей нефтенасыщенный гидрофильный коллектор пласта БС₇⁰, данный анионоактивный ПАВ не будет в значительной степени адсорбироваться на породе. Мицеллообразующими компонентами стали различные неионогенные ПАВ. Кроме того, отдельные неионогенные ПАВ в составе композиции играли роль ингибиторов солеотложения.

Разработка велась путем эмпирического определения составов композиций ПАВ с оптимальными исследуемыми характеристиками. Состав композиции оптимизировался индуктивным диэлектрическим методом [5] путем определения потерь индукции электромагнитного поля в водном растворе исходных веществ ($\text{tg}\delta$), а также их композиций, входящих в состав заявленного реагента. По высоте экстремальных значений данных потерь в диапазоне частот 15—1500 кГц определялась величина электростатических сил межмолекулярных взаимодействий в исследуемых композициях, максимальное значение которых обуславливает прочность и стабильность образованных мицелл, что, в свою очередь, предотвращает их распад и адсорбцию на породе нефтеносного коллектора. Таким образом, если при введении нового

компонента в композицию максимальное значение $tg\delta$ композиции увеличивается на той же частоте, что и у предыдущей композиции или индивидуального вещества, то мицеллы, образованные в присутствии данного вещества, являются более связанными и стабильными, что обосновывает целесообразность введения этого компонента в композицию. Наличие мицелл подтверждалось исследованием размеров частиц в растворах заявленного реагента на лазерном анализаторе Zetatrac рис. 1.

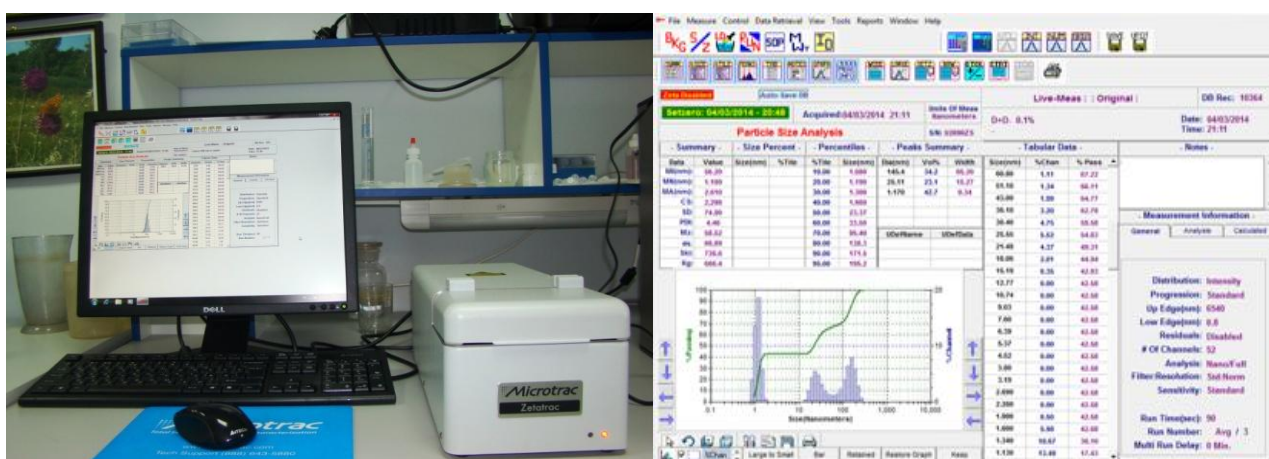


Рисунок 1. Лазерный анализатор Zetatrac и результаты исследования на нем полученного раствора реагента ТНХС-14.0

Способность реагента ингибировать выпадение солей определялась на КФК по оптической плотности раствора.

Эффективность полученного состава оценивалась по влиянию разрабатываемых реагентов на межфазное натяжение на границе нефть-вода сталагмометром СТ-2 и по времени солубилизации нефти с силикатного стекла прямоугольной формы толщиной менее 50 мкм, шириной 23,94 мм, длиной 48,30 мм раствором полученного реагента. Для этого стекло, смачиваемое в течение 30 минут нефтью, опускали в кювету для КФК, в которую предварительно наливали 14 мл раствора композиции. Стекло извлекали из кюветы каждую минуту и фотографировали рис. 2.

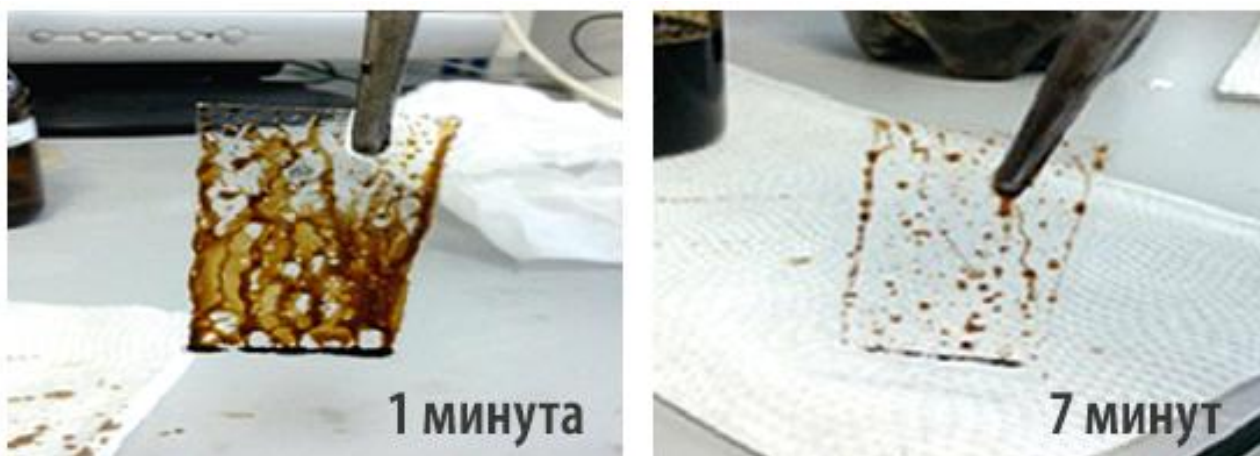


Рисунок 2. Результаты солюбилизации нефти с силикатного покровного стекла 0,1 % раствором реагента ТНХС-14.0

По минимальным значениям исследованных критериев определялась оптимальная концентрация разработанного состава в пластовой воде, табл. 1.

Таблица 1.

Результаты лабораторных исследований реагента ТНХС-14.0

Оптимальная концентрация в водном растворе, % масс.	Размер частиц и состав раствора реагента, нм (% масс.)	Время отмыва пленки нефти с силикатного покровного стекла, мин.	Поверхностное натяжение на границе раздела фаз нефть-вода, мН/м
0,1—0,2	1,17(40); 145(60)	7	<0,3

Результаты исследования размеров частиц в растворе разработанного реагента показывают наличие мицелл (145 нм), повышающих эффективность вытеснения нефти, а также индивидуальных молекул неионогенных ПАВ (1,17 нм), обладающих высокой проникающей способностью. Такой состав позволяет улучшать не только вытеснение нефти, но и коэффициент охвата за счет создания мицеллами ПАВ дополнительных фильтрационных сопротивлений в высокопроницаемых областях пласта и снижение данных сопротивлений на низкопроницаемых участках при помощи растворенных молекул ПАВ.

В результате исследований был разработан состав реагента, которому присвоен шифр ТНХС-14.0. Модельные испытания раствора ТНХС-14.0 производились путем вытеснения данным раствором нефти из нефтеводонасыщенных образцов керна № 3 и № 20 Соровского

месторождения пласт БС₇⁰ на установке многофазной фильтрации по ОСТ-39-195-86, рис. 3.



Рисунок 3. Установка многофазной фильтрации через керн ТВР-604 Coretest Systems и отобранные 7 поровых объемов жидкости после вытеснения нефти раствором ТНХС-14.0

Сопоставление показателей процесса вытеснения нефти Соровского месторождения разработанным раствором ПАВ и пластовой водой того же месторождения, на двух образцах керна с низкими фильтрационными свойствами, представлены в табл. 2.

Исследования показали высокую эффективность полученного состава для увеличения коэффициента извлечения нефти ТНХС-14.0. Сопоставление результатов вытеснения нефти разработанным реагентом и пластовой водой показали, что при одном и том же объеме эффект вытеснения увеличился на 26–33%, что в реальных условиях может дать дополнительно 10—20 % к КИН.

Таблица 2.

Результаты исследования вытеснения нефти из образцов керна раствором реагента ТНХС-14.0

№ образца керна	Кл, коэф. пористости % об.	Кпр, проницаемость, мД	Насыщенность обр. нефтью, % масс.	Плотность нефти, кг/м ³	Лин. скорость про-ки р-ра ПАВ, м/сут	Коэффициент вытеснения				
						1-ым пор. об-ом р-ра ТНХС-14.0	2-мя пор. об-мир-ра ТНХС-14.0	3-мя пор. об-ми р-ра ТНХС-14.0	5-ю пор. об-ми р-ра ТНХС-14.0	3-мя пор. об-ми пласт. воды
3	23,7	36	63,16	847	57,91	0,65	0,74	0,80	0,85	0,47
20	22,8	39	61,55	847	95,02	0,53	0,65	0,80	0,93	0,54

Таких высоких показателей эффективности при существенном снижении концентрации ПАВ в водном растворе в 10—60 раз в сравнении с аналогами [3] удалось добиться благодаря уникальным методам оптимизации состава реагента. При этом разработка велась на основе производимых в России ПАВ, что определило достаточно низкую стоимость полученной композиции ТНХС-14.0 — 116 тыс. руб. за тонну.

Список литературы:

1. Байда А.А. Мицеллярные растворы и микроэмульсии для повышения нефтеотдачи пластов / А.А. Байда, С.Г. Агаев // Нефтепромысловое дело. — 2012. — № 7. — С. 37—40.
2. Дайк К. Проект компании «Салым Петролеум» по химическим методам повышения нефтеотдачи (проект EOR) — успех может быть достигнут только интеграцией / Дайк К. [и др.] // Нефтегазовая вертикаль. — 2011 — № 5 — С. 64—66.
3. Патент РФ № 2244809 Состав для извлечения нефти / Волков В.А., Беликова В.Г. // заявл. 26.03.2003; опубл. 20.01.2005; бюл. № 2—9 с.

4. Проект пробной эксплуатации Соровского месторождения в пределах Восточно-Вуемского ЛУ/ ООО «ЭкспертГрупп» // утв. ЗС ТО ЦКР Роснедра по УВС. — прот. № 1323. — 18.03.2011. — 768 с.
5. Семихина Л.П. Явление синергизма в смесях поверхностно-активных веществ / Л.П. Семихина, Е.Н. Москвина, И.В. Кольчевская // Вестник ТюмГУ. — 2012. — № 5. — С. 85—91.