УДК 622.276.64

ИССЛЕДОВАНИЕ ПАВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИИ HUFF-AND-PUFF С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

RESEARCH OF SURFACTANTS FOR HUFF-AND-PUFF TECHNOLOGY TO ENHANCE OIL RECOVERY IN LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS

Магадова Любовь Абдулаевна
доктор технических наук,
профессор кафедры технологии химических веществ
для нефтяной и газовой промышленности
и кафедры (базовой) технологий повышения
нефтеизвлечения для объектов с осложненными условиями
(на базе ПАО «Газпром нефть»)
РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина
lubmag@gmail.com

Дашкевич Дарья Алексеевна
магистрант кафедры (базовой) технологий
повышения нефтеизвлечения для объектов
с осложненными условиями (на базе ПАО «Газпром нефть»)
РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина
dariadashkevich1412@gmail.com

Аннотация. Данная работа содержит в себе исследования ПАВ для технологии Huff-and-Puff, которая предназначена для повышения нефтеотдачи коллекторов с низкой проницаемостью, относящихся к трудноизвлекаемым запасам. Объектом исследования являются анионные и неионогенные ПАВ производства компании «НОРКЕМ», которые подбирались для условий месторождения Баженовской свиты. В данной работе представлены исследования фазового поведения растворов ПАВ на границе с керосином и исследования влияния ПАВ на смачиваемость, которые являются важнейшими показателями при выборе ПАВ для технологии Huff-and-Puff.

Ключевые слова: Huff-and-Puff, циклическая закачка ПАВ, трудноизвлекаемые запасы, повышение нефтеотдачи пластов, исследование смачиваемости.

Magadova Lubov Abdulayevna
Doctor of Technical Sciences,
Professor of the Department of Chemicals Technology for Oil and Gas Industry and
of the Department (basic) of oil Recovery Enhancement Technologies
for Facilities With complicated conditions
(on the basis of Gazprom Neft)
National University of Oil and Gas
«Gubkin University»
lubmag@gmail.com

Dashkevich Daria Alekseevna
Master's Student of the Department (basic)
of oil Recovery Enhancement Technologies
for Facilities With Complicated Conditions
(on the basis of Gazprom Neft)
National University of Oil and Gas
«Gubkin University»
dariadashkevich1412@gmail.com

Annotation. This paper contains the research of surfactants for Huff-and-Puff technology, which is designed to enhance oil recovery of reservoirs with low permeability, related to hard-to-recover reserves. The object of the study is anionic and non-ionogenic surfactants produced by «NORCHEM», which were selected for the conditions of the Bazhenov Formation field. This paper presents studies of phase behavior of surfactant solutions at the kerosene contact and studies of surfactant influence on wettability, which are the most important parameters in selecting surfactants for Huff-and-Puff technology.

Keywords: Huff-and-Puff, cyclic surfactant injection, hard-to-recover reserves, enhanced oil recovery, wettability studies.

В настоящее время традиционные месторождения постепенно истощаются, доля трудноизвлекаемых запасов (ТРиЗ) растет с каждым годом. Низкопроницаемые коллектора (1,5–2 мД и ниже), в частности месторождения Баженовской свиты, относятся к ТРиЗ, их разработка ведется с помощью горизонтального бурения с многостадийным гидроразрывом пласта. Но коэффициент извлечения нефти остается достаточно низким, поэтому необходимо использование дополнительных методов его увеличения [1].

Для повышения нефтеотдачи пластов предлагается использование технологии Huff-and-Puff. Технология подразумевает закачку реагента в добывающую скважину, закрытие скважины на определенный срок выдержки и затем её освоение. Закачка реагента в добывающую скважину обусловлена тем, что из-за сверхнизкой проницаемости коллекторов ограничено использование традиционного заводнения [2].

Основными реагентами закачки в технологии Huff-and-Puff являются газ (чаще всего углекислый), вода, раствор ПАВ и их комбинации. В России закачка газа может быть не всегда доступна, хотя данный агент закачки является наиболее распространенным при использовании технологии в других странах, особенно в США. Закачка воды была успешно проведена на месторождениях Китая, где коллекторы гидрофильны. На месторождениях в США, где коллекторы гидрофобны, эффективности закачки воды без добавления ПАВ получено не было [3, 4]. В основном коллекторы Баженовской свиты обладают высокой нефтенасыщенностью и, следовательно, являются гидрофобными. На основании проведенных опытно-промышленных испытаний (ОПИ) в других странах можно сделать вывод, что использование ПАВ в технологии Huff-and-Puff даст большую эффективность. Однако для успешности применения ПАВ в технологии Huff-and-Puff необходимо осуществить правильный его подбор.

Главным критерием отбора ПАВ будет его способность изменять смачиваемость породы в сторону гидрофильности, что будет способствовать впитыванию водной фазы и вытеснению нефти таким образом из мелких пор под действием капиллярных сил [5].

По сравнению с технологией ASP-заводнения, где ПАВ необходим для создания трехфазной микроэмульсии, за счет чего на границе вода/нефть существуют сверхнизкие значения межфазного натяжения, в технологии Huff-and-Puff образование эмульсий и трехфазной микроэмульсии (Винзор III) является нежелательным фактором. Эмульсии в большинстве случаев имеют большую вязкость, чем нефть, что в низкопроницаемых коллекторах может привести к закупорке каналов фильтрации [6]. Образование трехфазной микроэмульсии может привести к снижению капиллярных сил, что при изменении смачиваемости в сторону гидрофильности ведет больше к негативному результату, что доказано в работе [7].

В данной работе были исследованы ПАВ производства компании «НОРКЕМ». Ниже представлены реагенты, которые были отобраны по результатам определения растворимости в модели пластовой воды месторождения Баженовской свиты и термостабильности растворов ПАВ при пластовой температуре (90 °С).

– Сульфанор, марка Б3 (ТУ 20.41.20-013-71150986-2019 с изм. 1) – сульфоэтоксилат жирных спиртов. В работе обозначается как СЭЖС Б3.

– Сульфанор, марка Б2 (ТУ 20.41.20-013-71150986-2019) – сульфоэтоксилат жирных спиртов. В работе обозначается как СЭЖС Б2.

– СИНТАНОЛ-АЛМ-10 (ТУ 2483-003-71150986-2012 с изм. 1,2) – лаурет-10. Смесь первичных оксиэтилированных синтетических высших жирных спиртов фракций C_{12}–C_{14}. Данный реагент смешивался в равном соотношении с СЭЖС Б3 и СЭЖС Б2, так как при пластовой температуре раствор отдельного компонента расслаивался.

СтеНор АРЕ 25.15.25 (ТУ 20.41.20-064-71150986-2021) – спирты C_{12}–C_{15} пропоксилированные (РО15), этоксилированные (ЕО25). Данный реагент смешивался в равном соотношении с СЭЖС Б3 и СЭЖС Б2, так как при пластовой температуре раствор отдельного компонента расслаивался.

В ходе этой работы проводилось исследование фазового поведения ПАВ при их различной концентрации на границе с керосином, который выступал в качестве модели легкой нефти месторождения Баженовской свиты, для определения максимально возможной концентрации ПАВ. Растворы ПАВ с концентрациями 0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 1,0; 1,5; 2,0 %масс смешивались с керосином в соотношении 1:1 в градуированных пробирках. Пробирки помещались в термостат при 90 °С. Наблюдение за образованием эмульсий и микроэмульсий осуществлялось в течение 14 дней пребывания в термостате. Положительным результатом являлось отсутствие эмульсий/трехфазной микроэмульсии.

В таблице 1 представлен результат исследования фазового поведения ПАВ. МПВ – модель пластовой воды (35 г/л общая минерализация); ПТВ – модель подтоварной воды (17,5 г/л общая минерализация).

Таблица 1 – Фазовое поведение растворов ПАВ на границе с керосином

ПАВ	Максимальная концентрация, при которой не образуется эмульсии	
	Минерализация МПВ (35 г/л)	Минерализация ПТВ (17,5 г/л)
СЭЖС Б3	0,4 $\%_{масс}$	0,4 $\%_{масс}$
СЭЖС Б2	0,5 $\%_{масс}$	0,3 $\%_{масс}$
СЭЖС Б3 (50%) + СИНТАНОЛ-АЛМ-10 (50%)	1,5 $\%_{масс}$	1,5 $\%_{масс}$
СЭЖС Б3 (50%) + СтеНор АРЕ 25.15.25 (50%)	1,5 $\%_{масс}$	1,0 $\%_{масс}$
СЭЖС Б2 (50%) + СИНТАНОЛ-АЛМ-10 (50%)	2,0 $\%_{масс}$	1,5 $\%_{масс}$
СЭЖС Б2 (50%) + СтеНор АРЕ 25.15.25 (50%)	1,5 $\%_{масс}$	1,0 $\%_{масс}$

Таким образом, исходя из таблицы 1, добавление неионогенных ПАВ повышает возможную концентрацию использования ПАВ в данной технологии.

Также было проведено исследование влияния ПАВ на изменение смачиваемости поверхности. Исследования проводились на модельном стекле, предварительно подвергшемуся гидрофобизации. Для гидрофобизации стекла очищались ацетоном, затем помещались на 24 часа в 7%-ный раствор триметилхлорсилана в толуоле, после чего остатки раствора убирались с помощью керосина, и снова поверхность обезжиривалась ацетоном [8]. Измерение краевого угла смачивания на границе вода/воздух осуществлялось на приборе OCA15Pro. Сначала измерялась смачиваемость гидрофобного стекла, для сравнения также использовалось стекло, которое не подвергалось гидрофобизации. Затем стекла помещались в раствор ПАВ и выдерживались 1 час при пластовой температуре 90 °С, после чего снова определялся краевой угол смачивания. При выдержке стекол в растворе ПАВ 24 часа стекла характеризовались полной смачиваемостью водой, поэтому имеет смысл сравнивать эффективность изменения смачиваемости за 1 час выдержки в растворе ПАВ.

Результаты исследований влияния ПАВ на изменение смачиваемости представлены в таблице 2.

Растворы ПАВ готовились на модели пластовой воды. Для сравнения эффективности ПАВ растворы готовились с концентрациями 0,2 и 0,4 %$_{масс}$. Значение краевого угла 0 º означает полное смачивание, при котором не удается прибору измерить точное значение. Капля сразу растекается по поверхности.

Таблица 2 – Исследование влияния ПАВ на изменение смачиваемости

ПАВ	Гидрофильное стекло		Гидрофобное стекло	
	Краевой угол изнач., º	Краевой угол через 1 час, º	Краевой угол изнач., º	Краевой угол через 1 час, º
МПВ (35 г/л) без ПАВ	51,58	40,64	95,17	80,82
СЭЖС Б2 0,2 %$_{масс}$	45,98	7,11	98,15	30,54
СЭЖС Б2 0,4 %$_{масс}$	41,00	5,39	94,27	24,30
СЭЖС Б3 0,2 %$_{масс}$	42,26	5,69	97,35	14,41
СЭЖС Б3 0,4 %$_{масс}$	38,03	5,02	92,25	13,37
СЭЖС Б2 (50 %) + СИНТАНОЛ-АЛМ-10 (50 %) 0,2 %$_{масс}$	48,34	3,82	93,64	22,34
СЭЖС Б2 (50 %) + СИНТАНОЛ-АЛМ-10 (50 %) 0,4 %$_{масс}$	45,20	2,18	97,71	20,70
СЭЖС Б2 (50 %) + СтеНОР АРЕ 25.15.25 (50 %) 0,2 %$_{масс}$	45,28	2,41	100,02	18,07
СЭЖС Б2 (50 %) + СтеНОР АРЕ 25.15.25 (50 %) 0,4 %$_{масс}$	42,71	2,10	93,39	16,99
СЭЖС Б3 (50 %) + СИНТАНОЛ-АЛМ-10 (50 %) 0,2 %$_{масс}$	39,41	0,00	93,96	12,67
СЭЖС Б3 (50 %) + СИНТАНОЛ-АЛМ-10 (50 %) 0,4 %$_{масс}$	38,24	0,00	91,39	12,39
СЭЖС Б3 (50 %) + СтеНОР АРЕ 25.15.25 (50 %) 0,2 %$_{масс}$	42,68	0,00	94,06	6,36
СЭЖС Б3 (50 %) + СтеНОР АРЕ 25.15.25 (50 %) 0,4 %$_{масс}$	41,54	0,00	94,81	5,40

Как видно из таблицы 2, наибольшей способностью изменять смачиваемость породы обладает композиция анионного и неионогенного ПАВ (СЭЖС Б3 (50 %) + СтеНОР АРЕ 25.15.25 (50 %)). Неионогенный ПАВ СтеНОР АРЕ 25.15.25 является смачивающим агентом, поэтому показал большую эффективность в сочетании с анионным, чем СИНТАНОЛ-АЛМ-10. Описанная в данной работе методика предназначена для предварительной оценки влияния ПАВ на смачиваемость. В дальнейшем планируется проведение исследований на керновых пластинах. Но уже можно сделать вывод, что рекомендуется использование композиции анионного и неионогенного ПАВ, чем при использовании только анионного ПАВ. Композиция анионного и неионогенного ПАВ обладает большим допустимым интервалом концентраций и эффективнее гидрофилизирует поверхность.

Список литературы: / List of references:

1. Screening of the EOR potential of a Wolfcamp shale oil reservoir / Sheng J.J. [et all.] // 49th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – California, 2015. – P. 5.
2. Experimental Investigation on Cyclic Huff-n-Puff with Surfactants Based on Complex Fracture Networks in Water-Wet Oil Reservoirs with Extralow Permeability / Bao Cao [et all.] // Hindawi. Geofluids, 2021. – Vol. 2021. – P. 10.
3. Цыкунов О.И. Анализ эффективности технологии водного Huff-and-Puff на основе мирового опыта применения и лабораторных исследований / О.И. Цыкунов, И.С. Каешков // Известия Томского политехнического университета. – 2023. – Т. 334. – №. 4. – С. 22–33.
4. Sheng J.J. Critical review of field EOR projects in shale and tight reservoirs / J.J. Sheng // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – Vol. 159. – P. 654–665.
5. Surfactant-EOR in tight oil reservoirs: Current status and a systematic surfactant screening method with field experiments / T. Liang [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 196. – P. 15.
6. Tu J. Experimental and Numerical Study of Shale Oil EOR by Surfactant Additives in Fracturing Fluid / J. Tu, J.J. Sheng // Unconventional Resources Technology Conference. – Colorado, 2019. – P. 1421–1436.
7. Surfactant based EOR for tight oil reservoirs through wettability alteration: novel surfactant formulations and their efficacy to induce spontaneous imbibition / P.D. Patil [et al.] // SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. – Oman, 2018. – P. 19.
8. Evaluation of liquid nanofluid as fracturing fluid additive on enhanced oil recovery from low-permeability reservoirs / T. Liang [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Iss. 168. – P. 390–399.