

Эмульсирующий состав для повышения коэффициента нефтеизвлечения вязких нефтей

Р.Г. Исмаилов д.х.н.,
Э.Ф. Велиев, к.т.н.
НИПИнефтегаз

e-mail: elchinf.veliyev@socar.az

Ключевые слова: высоковязкая нефть, эмульсия, поверхностное натяжение, коэффициент извлечения нефти.

DOI.10.37474/0365-8554/2021-5-22-28

Yüksək özlüklü neftlərin neftveriminin artırılması üçün emulsiya tərkibi

R.H. İsmayilov, k.e.d., E.F. Vəliyev, t.e.n.
"Neftqəzəlmətdəqiqatçıları" İnstitutu

Açar sözlər: yüksək özlüklü neftlər, emulsiya, səthi gərilmə, neftvermə nisbəti.

Layihəni emulsiyanın yaradılması yüksək özlüklü neftli yataqların neftveriminin artırılması üçün tətbiq olunan effektiv texnologiyaların biridir. Məqalədə layihə özlüklü azaldıcı reagent və səthi aktiv maddə əsasında, kombinasiya olunmuş tərkibin vurulması ilə yüksək özlüklü neftli yataqların neftveriminin artırılması tədqiqatı aparılmışdır. Təklif olunan tərkib layihədə istifadə edilmiş emulsiyanın sabitliyini artırmağa və neft-su sərhədində səthi gərilməni əhəmiyyətli dərəcədə azaltmağa imkan verir. Bu tərkib emulsiyanın sabitliyinə, səthi gərilməyə və reoloji parametrlərə birgə təsirini təhlil edilmişdir. Eləcə də nəticələrə əsaslanaraq, tərkibin effektiv gətirli müəyyən edilmişdir. Əldə olunan nəticələr laboratoriyada Qalmaq yatağından alınmış yüksək özlüklü neftin lay modelində sınaqlarına təsiri ilə təsdiq olunmuşdur.

Emulsifying composition for increase of oil recovery efficiency of high viscous oils

R.G. Ismailov, Dr. in Ch. Sc., E.F. Veliev, Cand. in Tech. Sc.
"Oil-Gas Scientific Research Project" Institute

Keywords: high viscous oil, emulsion, surface tension, oil recovery rate.

Nowadays, one of the more perspective technologies for oil recovery increase in the fields with heavy oils is formation of intrastratal emulsion. The paper presents the research on the increase of oil recovery in the fields with heavy oil via injection of combined composition based on the viscosity minimizer and surface active agent. Obtained composition allows significantly increase the stability of intrastratal emulsion, dramatically reducing the values of surface tension in the border of oil/water. The analysis of synergetic efficiency for suggested composition on the emulsion stability, surface tension and rheological properties has been carried out. More efficient concentrations of composition components have been specified. Obtained results have been justified with experiments on the replacement of high viscous oil from Galmaq field on the sand packed tubes of reservoir.

Более эффективными в месторождениях с вышеописанными условиями являются методы химического заводнения, включающие закачку таких агентов как вода, полимеры, поверхностно-активные вещества (ПАВ), полимерно-щелочные растворы и т.д.

Заводнение, являющееся наиболее распространенной и дешевой технологией из перечисленных выше, к сожалению, наименее эффективно. Вода, имея меньшую вязкость в сравнении с тяжелой нефтью, обтекает или прорывает депозиты нефти в пласте создавая языки обводнения, что в свою очередь приводит к увеличению обводненности добываемой продукции. На практике при использовании заводнения пластов на месторождениях тяжелой нефти КИН как правило редко превышает 20 % от исходных геологических запасов. Одной из наиболее перспективных технологий увеличения нефтеотдачи на месторождениях тяжелой нефти (с вязкостью менее 1000 мПа·с) является формирование внутрипластовой эмульсии [5–7]. Суть технологии заключается в образовании гидрофильной эмульсии (т.е. нефти в воде), такая эмульсия обладает более низкой вязкостью по сравнению с нефтью и вытесняется при относительно низких перепадах давления. В качестве эмульсирующих агентов чаще всего выступают щелочи и ПАВ. Единственным существенным недостатком данной технологии является высокий коэффициент адеорбции эмульгаторов в пласте. Нивелирование этого эффекта происходит за счет увеличения концентрации рабочих агентов, что приводит к существенному увеличению их объемов и, в конечном счете, ограничивает результативность обработки. Заимствованная из области трубопроводной транспортировки технология применения понизителя вязкости для увеличения КИН на месторождениях высоковязкой нефти в последние годы является одной из наиболее перспективных [8–10]. Понизители вязкости – это эмульгаторы на основе органических полимеров, позволяющие существенно снизить вязкость нефти за счет образования гидрофильных эмульсий. Недостатком применения данной технологии является нестабильность образующейся эмульсии высокие значения поверхностного натяжения на границе раздела нефть/вода.

В работе представлено исследование по увеличению нефтеотдачи месторождений тяжелых нефтей путем закачки комбинированного состава на основе понизителя вязкости и ПАВ. Полученный состав позволяет существенно увеличить стабильность внутрипластовой эмульсии, значительно снизить значения поверхностного натяжения на границе раздела нефть/вода. Проведен анализ синергического эффекта предложенного состава на стабильность эмульсии, поверхностное натяжение и реологические свойства. Определены наиболее эффективные концентрации компонентов состава. Полученные результаты были подтверждены экспериментами по вытеснению высоковязкой нефти на наспынных моделях пласта месторождения Галмаз.

Экспериментальная часть

В исследовании использовалась высоковязкая нефть месторождения Галмаз. Вязкость нефти при температуре 30 °С составляла 270 мПа·с. В качестве понизителя вязкости был использован состав на основе акриловой кислоты, бегендиакрилата, малеинового ангидрида, стирола и акриламида, в качестве инициатора применялся персульфат аммония. В качестве ПАВ применялся додецилсульфат натрия, а в качестве модели пластовой воды – раствор хлорида натрия в деионизированной воде. Были приготовлены растворы понизителя вязкости (ПВ) и ПАВ при следующих концентрациях:

- ПВ – 0,1; 0,25; 0,5; 0,75; 1 % масс.
- ПАВ – 0,1; 0,25; 0,5; 0,75 % масс.

Далее была приготовлена водонефтяная эмульсия из нефти и деионизированной воды в соотношении 70:30 с применением гомогенизатора MiniPlus компании Bertin Technologies. Скорость разделения эмульсии определялась измерением соотношения объема отделившейся воды к общему ее объему в эмульсии в течение 24 ч. при температуре 30 °С. Распределение по размерам капель эмульсии проводилось с применением лазерного анализатора частиц.

Стабильность эмульсии измерялась с применением метода многократного светорассеивания на анализаторе стабильности Turbiscan Lab Expert компании Formulacion. Анализатор оборудован импульсным источником света ближнего инфракрасного диапазона ($\lambda = 880$ нм) и синхронными оптическими детекторами, определяющими интенсивность обратного рассеивания (BS) света. Полученные кривые обратного рассеивания света в зависимости от высоты образца отражают динамику изме-

нения микро размерности дисперсной фазы в текущий момент времени. Параметр, называемый индексом стабильности Turbiscan (TSI), используется для оценки стабильности дисперсной системы. Стабильность эмульсии увеличивается с уменьшением значений TSI.

Вязкость нефти и эмульсий измеряли на ротационном реометре HAAKE MARS III компании Thermo Fisher при температуре 30 °C.

Межфазное натяжение между предложенным составом и нефтью определялось методом вращающейся капли при постоянной скорости в 6000 об./мин и температуре 30 °C на тензиометре TX-500 С компании Bowring Industry Corp.

Эксперименты по вытеснению проводились на насыщенной модели пласта, состоящей из последовательно соединенных трубок диаметром 150 мм и длиной 1,5 м (рис.1).

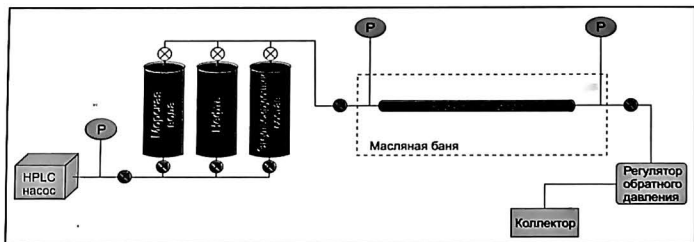


Рис. 1. Схематическое изображение насыпной модели пласта

Общая длина модели составляла 6 м, средняя проницаемость каждой отдельно взятой части модели составляла 0,6 мкм. Допустимая погрешность при определении проницаемости была принята не более 10 %. Эксперименты проводились в следующей последовательно-

сти:
– в модель до установления стационарного потока закачивалась синтетическая морская вода;

– для установления остаточной водонасыщенности закачивалась нефть до получения на выходе 95 % содержания нефти в фильтрате;

– закачивался исследуемый состав в количестве двух поровых объемов;

– далее в количестве не менее трех поровых объемов закачивалась синтетическая морская вода до установления стационарного потока.

Все эксперименты проводились при температуре 30 °C и скорости закачки в 1 мл/мин.

Скорость разделения эмульсии

Влияние добавки ПВ на стабильность эмульсии было изучено серией экспериментов по определению скорости разделения эмуль-

0,5 % масс. этот показатель уже составлял 15 %. Немаловажным является и тот факт, что с увеличением концентрации ПВ уменьшалась и скорость отделения воды. К примеру из 80 % отделившейся воды при концентрации ПВ в 0,1 % масс. более 75 % отделилось в течение первых 8 ч. Дальнейшее увеличение концентрации ПВ до и более 1 % хотя и приводило к снижению количества отделившейся воды и скорости разделения эмульсии, но незначительно и в дальнейших экспериментах не рассматривалась (рис. 2).

Добавка ПАВ к раствору ПВ привела к еще более низким значениям скорости разделения эмульсии. Количество отделившейся воды в течение 24 ч. находилось в диапазоне 6–12 %. Полученные результаты показывают, что синергетическое взаимодействие между ПВ и ПАВ позволяет значительно повысить стабильность эмульсий.

Распределение по размерам капель эмульсии

Диапазон распределения капель эмульсии при добавлении 0,75 % масс. ПВ составлял 3–510 мкм (D50–110 мкм). После добавления ПАВ средней размер капель эмульсии значительно уменьшился и составил 5–104 мкм и 1–40 мкм для концентраций ПАВ 0,25 и 0,75 % масс. соответственно. При этом значения D50 составили 45 и 10 мкм соответственно (рис. 3). Таким образом синергетический эффект добавки ПАВ и ПВ приводит к уменьшению средних размеров капель эмульсии и как следствие к увеличению стабильности эмульсии. По сути наблюдаемое явление объясняется законом Стокса, с уменьшением размера частиц уменьшается и скорость их оседания. В рассматриваемом случае это выражается в замедлении процессов флокуляции и агрегации капель эмульсии.

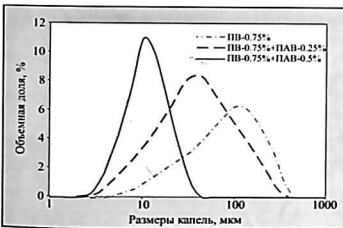


Рис. 3. Распределение по размерам капель эмульсии

Стабильность эмульсии

Стабильность эмульсии определялась с применением метода многократного светорассеивания. Суть метода заключается в измерении интенсивности обратного рассеивания света (ABS) по всей протяженности образца с течением времени. Как видно из рис. 1 при добавлении 0,75 % масс. ПВ к эмульсии интенсивность обратного рассеивания света (ABS) увеличилась за время проведения измерений примерно на 10 % ниже 25 мкм и уменьшилась примерно на 6 % выше 25 мкм, что указывает на то, что более крупные капли эмульсии движутся в эмульсионной системе вверх, а более мелкие – вниз. По всей видимости, широкий разброс размеров капель эмульсии привел к образованию неравномерной по плотности эмульсии, ускорив процессы флокуляции и агрегации, что в свою очередь явилось причиной нестабильности эмульсионной системы. Добавление 0,5 % масс. ПАВ в раствор ПВ показало 5 %-е снижение интенсивности ABS ниже 23 мкм, а выше 23 мкм данный показатель оставался практически неизменным (рис. 4). Полученные результаты указывают на протекание процессов флокуляции и агрегации капель эмульсии в нижней части исследуемого образца, но в незначительном масштабе. Верхняя часть образца при этом сохраняла хорошую стабильность. Таким образом, добавка ПАВ существенно замедляет процесс деэмульгирования. Необходимо отметить, что в процессе данных измерений определялся и такой показатель как индекс стабильности TSI, являющийся количественным показателем стабильности эмульсии. Значения TSI увеличиваются с течением времени до достижения стабильных показателей. Данные показатели составили 12 при добавке 0,75 % масс. ПВ к эмульсии и снизились практически в 4 раза (3,3) при добавке к раствору ПВ 0,5 % масс. ПАВ. Таким образом, добавка ПАВ помогает значительно улучшить стабильность полученных эмульсий.

Механизм наблюдаемого явления, по всей видимости, основан на формировании пленки на разделе фаз нефти/вода за счет агломерации олеофильных групп в составе ПВ на поверхности капель нефти. Дальнейшее добавление анионного ПАВ увеличивает плотность олеофильных соединений на поверхности нефти, вызывая тем самым снижение поверхностного натяжения и деление капель нефти на более мелкие, что и приводит к увеличению стабильности эмульсии.

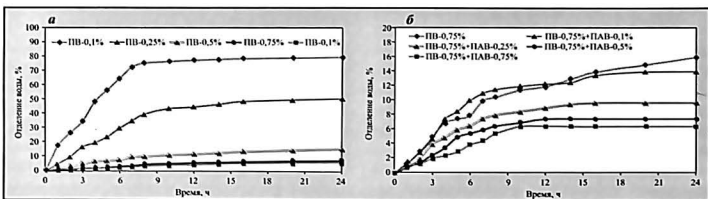


Рис. 2. Скорость разделения эмульсии в зависимости от концентрации ПВ (а) и ПАВ (б)

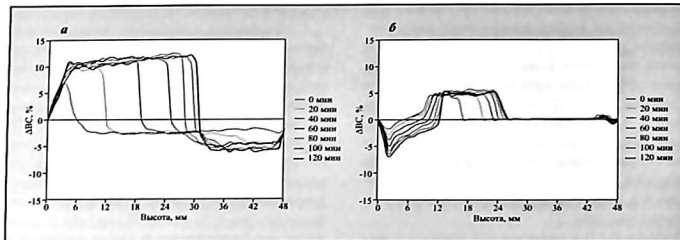


Рис. 4. Спектр интенсивности обратного рассеивания света в эмульсии при добавке 0.75 % масс. ПВ (а) и при добавке 0.75 % масс. ПВ + 0.5 % масс. ПАВ (б)

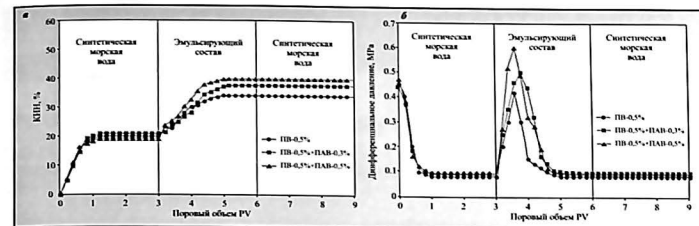


Рис.5. Динамика изменения КИН (а) и дифференциального давления (б) при закачке эмульсирующего состава

Оценка реологических показателей эмульсионной системы

Для исследования реологических показателей эмульсии была проведена серия экспериментов с добавлением различных концентраций ПВ и ПАВ в приготовленную эмульсию. Результаты проведенных испытаний представлены в табл. 1. При добавке 0.75 % масс. ПВ наблюдается снижение вязкости с 272 до 10 мПа·с, т. е. практически на 96 %. Добавка ПАВ к значительным изменениям в значениях вязкости эмульсии не привела и по всей видимости оказывает слабое влияние на данный параметр. Увеличение концентрации ПВ выше 0.75 % масс. также приводит к уменьшению вязкости эмульсии, но незначительно и не является экономически оправданным шагом. В силу вышесказанных причин концентрация ПВ в 0.75 % масс. является оптимальной с точки зрения получаемого эффекта снижения вязкости.

Измерение межфазного поверхностного натяжения.

Межфазное поверхностное натяжение на границе раздела нефть / вода является одним

Таблица 1

Концентрация ПВ, %	Вязкость, мПа·с			
	Концентрация ПАВ, %			
	0	0.1	0.25	0.5
0	272	250	245	230
0.1	225	201	186	180
0.25	28	30	45	25
0.5	16	13	15	12
0.75	10	9	8	7
1	9	8	7	6

из ключевых факторов для достижения успешности внедрения предложенного метода. Низкие значения данного показателя способствуют образованию стабильных гидрофильных эмульсий в силу улучшения диспергирования нефти в воде. Межфазное поверхностное натяжение на границе раздела нефти/синтетическая пластовая вода и нефть/ 0.75 % масс. раствор ПВ составляло 24.3 и 8.4 мН/м соответственно. Далее к раствору к 0.75 % масс. раствору ПВ при различных концентрациях был добавлен ПАВ. Межфазное поверхностное натяжение существенно уменьшается с увеличением концентрации ПАВ и достигает стабильного значения в 0.097 мН/м при концентрации ПАВ в 0.5 % масс. Дальнейшее увеличение концентрации ПАВ к существенным изменениям не привело (табл. 2).

Эксперименты по вытеснению нефти на насыпной модели пласта

В этой серии экспериментов были проведены испытания на насыпных моделях пласта. Модель была насыщена сырой нефтью, применявшейся для создания эмульсии. Несмотря на то, что эксперименты по вытеснению проводились при температуре 30 °С для закачки нефти в модель, температура модели, подводящих

Таблица 2

Концентрация ПАВ, %	Поверхностное натяжение, мН/м
0	8.4
0.1	5
0.2	2.7
0.3	0.8
0.4	0.2

линий и резервуара с нефтью была увеличена до 70 °С с целью обеспечения необходимого для закачки в пористую среду уровня подвижности нефти (рис. 5). После достижения 95 % содержания нефти в фильтрате на выходе из модели температура была снижена до 30 °С. Первичный КИН при закачке синтетической морской воды составил в среднем 17 %. Закачка трех поровых объемов 5 % масс. раствора ПВ привела к увеличению КИН на 12 % и конечная нефтеотдача составила 28 % при этом большая часть увеличения КИН наблюдалась при закачке первых двух объемов раствора ПВ. Добавка ПАВ к раствору 0.5 % масс. раствору ПВ привела к увеличению КИН на 17.3 и 19.8 % при концентрации ПАВ в 0.25 и 0.5 % масс. соответственно. При этом наблюдалось увеличение дифференциального давления при закачке растворов, содержащих ПАВ, что объясняется эффектом Жамена. Так как с увеличением концентрации ПАВ растет количество капель эмульсии и возникает дополнительное

противодавление в пористой среде.

Выводы

На основе проведенных исследований были сделаны следующие выводы:
 – добавка раствора ПВ способствует уменьшению скорости разделения эмульсии и количеству отделившейся воды;
 – синергический эффект добавки ПАВ и ПВ приводит к уменьшению средних размеров капель эмульсии до 8 раз;
 – индекс стабильности эмульсии уменьшился в 4 раза при добавлении ПАВ к раствору ПВ, что свидетельствует о существенном увеличении стабильности эмульсии;
 – при добавлении 0.75 % масс. ПВ наблюдается снижение вязкости нефти с 298 до 10 мПа·с, т. е. практически на 96 %;
 – предложенный комбинированный состав позволяет уменьшить межфазное поверхностное натяжение на границе нефти/комб. состав до 0.097 мН/м и увеличить КИН на 19.8 %.

Список литературы

1. Thomas S. Enhanced oil recovery-an overview // Oil & Gas Science and Technology-Revue de l'IFP, 2008, vol. 63, No 1, pp. 9-19.
2. Suleimanov B. et al. Primer on Enhanced Oil Recovery. – Gulf Professional Publishing, 2019.
3. Wang C. et al. Synergistic Collaboration between a Viscosity Reducer and a Surfactant for in Situ Emulsion Formation to Enhance Heavy Oil Recovery // Energy & Fuels, 2019, vol. 34, No 1, pp. 95-102.
4. Moussa T. M. et al. Performance analysis of a novel heavy oil recovery process using in-situ steam generated by thermochemicals // SPE Western Regional Meeting. – Society of Petroleum Engineers, 2018.
5. Kumar R. et al. Heavy-oil recovery by in-situ emulsion formation // Spe Journal, 2012, vol. 17, No 02, pp. 326-334.
6. Wang J. et al. Simulation of O/W emulsion flow in alkaline/surfactant flood for heavy oil recovery // Journal of Canadian Petroleum Technology, 2010, vol. 49, No 06, pp. 46-52.
7. Dong M., Liu Q., Li A. Displacement mechanisms of enhanced heavy oil recovery by alkaline flooding in a micro-model // Particulation, 2012, vol. 10, No 3, pp. 298-305.
8. Li X. et al. Experimental study on viscosity reducers for SAGD in developing extra-heavy oil reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, vol. 166, pp. 25-32.

9. Chávez-Miyauchi T.E., Zamudio-Rivera L.S., Barba-López V. Aromatic polyisobutylene succinimides as viscosity reducers with asphaltene dispersion capability for heavy and extra-heavy crude oils // *Energy & fuels*, 2013, vol. 27, No 4, pp. 1994-2001.

10. Guo K., Li H., Yu Z. In-situ heavy and extra-heavy oil recovery: A review // *Fuel*, 2016, vol. 185, pp. 886-902.

References

1. Thomas S. Enhanced oil recovery-an overview // *Oil & Gas Science and Technology-Revue de l'IFP*, 2008, vol. 63, No 1, pp. 9-19.
2. Suleimanov B. et al. *Primer on Enhanced Oil Recovery*. – Gulf Professional Publishing, 2019.
3. Wang C. et al. Synergistic Collaboration between a Viscosity Reducer and a Surfactant for in Situ Emulsion Formation to Enhance Heavy-Oil Recovery // *Energy & Fuels*, 2019, vol. 34, No 1, pp. 95-102.
4. Moussa T. M. et al. Performance analysis of a novel heavy oil recovery process using in-situ steam generated by thermochemicals // SPE Western Regional Meeting. – Society of Petroleum Engineers, 2018.
5. Kumar R. et al. Heavy-oil recovery by in-situ emulsion formation // *Spe Journal*, 2012, vol. 17, No 02, pp. 326-334.
6. Wang J. et al. Simulation of O/W emulsion flow in alkaline/surfactant flood for heavy oil recovery // *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2010, vol. 49, No 06, pp. 46-52.
7. Dong M., Liu Q., Li A. Displacement mechanisms of enhanced heavy oil recovery by alkaline flooding in a micro-model // *Particology*, 2012, vol. 10, No 3, pp. 298-305.
8. Li X. et al. Experimental study on viscosity reducers for SAGD in developing extra-heavy oil reservoirs // *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 166, pp. 25-32.
9. Chávez-Miyauchi T.E., Zamudio-Rivera L.S., Barba-López V. Aromatic polyisobutylene succinimides as viscosity reducers with asphaltene dispersion capability for heavy and extra-heavy crude oils // *Energy & fuels*, 2013, vol. 27, No 4, pp. 1994-2001.
10. Guo K., Li H., Yu Z. In-situ heavy and extra-heavy oil recovery: A review // *Fuel*, 2016, vol. 185, pp. 886-902.