

Влияние реагента «эко-органика» на вязкость водонефтяной эмульсии Вишнево-Полянского месторождения нефти

DOI 10.24411/2076-6785-2019-10013

Ю.В. Волков
к.г.-м.н., доцент¹

С.Е. Валеева
научный сотрудник²

А.Р. Гайнутдинова
магистр по направлению «Геология»¹

М.Р. Фаткулин
магистр по направлению «Геология»¹,
fatkulimr@gmail.com

¹Казанский Федеральный Университет, Казань, Россия

²Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, Казань, Россия

Цель работы заключается в подборе эффективной добавки реагента «эко-органика» в водонефтяную эмульсию в процессе добычи с целью снижения вязкости. Объектами исследования являются высоковязкая нефть башкирского яруса Вишнево-Полянского месторождения и реагент «эко-органика» на основе гуминовых кислот.

Материалы и методы

Материалами исследования являются высоковязкая нефть башкирского яруса Вишнево-Полянского месторождения и реагент «эко-органика» на основе гуминовых кислот.

Ключевые слова

реагент, высоковязкие нефти, снижение вязкости

С недавних пор в России отмечается основательный рост доли трудноизвлекаемых запасов нефти (далее — ТРИЗ), которая составляет около 30% в общем балансе запасов.

Рентабельная разработка ТРИЗ требует совершенствования уже имеющихся и разработки новых технологических решений для интенсификации добычи нефти в осложненных геолого-физических условиях.

В настоящий момент представлено большое количество технологий разработки месторождений высоковязких нефтей, из которых в наибольшей степени применяются физико-химические методы, а также их различные вариации. Базисом для разработки физико-химических способов стимуляции работы пластов является применение полного комплекса химических соединений, таких как поверхностно-активные вещества (ПАВ), растворители, соли, полимеры, органические и неорганические кислоты и др. [1].

Задача данной работы заключается в подборе эффективной добавки реагента «Экоорганика» в водонефтяную эмульсию в процессе добычи с целью снижения вязкости.

Для изучения данного реагента с целью снижения вязкости нефти и эмульсии на кафедре геологии нефти и газа института геологии и нефтегазовых технологий, совместно с институтом органической и физической химии им. А.Е. Арбузова и с химическим институтом им. А.М. Бутлерова, была проведена серия лабораторных исследований для выявления наиболее оптимальной навески.

Первый этап работ заключался в добавлении реагента в стаканы с 50 мл нефти по 10, 20, 30, 40, 50 мл соответственно, после чего пробы (без перемешивания) были оставлены на 24 часа. Предполагалось что реагент войдет в структуру нефти и понизит ее вязкость. Реагент в реакцию не вступил и остался «плавать» на поверхности (рис. 1).

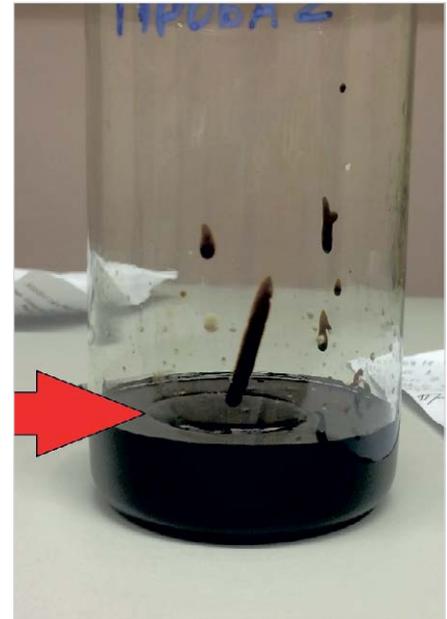


Рис. 1 — Проба с добавлением реагента (реагент не растворившейся в нефти)
Fig. 1 — The sample with the addition of the reagent (reagent is not dissolved in oil)

На следующей стадии опыта было решено пробы 1, 3, 4, 5 нефти с реагентом нагреть до температуры 60°C, а затем перемешать. Визуально реагент вошел в структуру нефти. Пробы снова оставили на отстой в течении 24 часов. По истечении времени было зафиксировано следующее: в пробе 1 вязкость нефти с реагентом (визуально) стала выше, чем вязкость нагретой нефти; проба 2 осталась без изменения; проба 3 — реагент «плавает» на поверхности нефти. Следует вывод: реагент входит в структуру нефти на какое-то время, а потом опять всплывает на поверхность. После нагрева и перемешивания вязкость нефти с реагентом стала (визуально)



Рис. 2 — Соли на стенках колбы (справа); соли оставшиеся на дне колбы (слева)
Fig. 2 — Salts remaining on the bottom of the flask (a); salts on the walls of the flask (b)

больше, чем вязкость самой нефти (нагретой); проба 4, 5 — визуально реагент не полностью вошел в структуру нефти, наблюдается наличие глобул. Через неделю опыт с нагревом был повторен. Пробы 4, 5 нагрели до 50°C, визуально вязкость снизилась. Также подготовили новые пробы: 2А, 2Б, 2В с 35 мл нефти, в первые две пробы было добавлено 5 мл реагента, пробы не размешивали, нагрели до 50°C в течении 10 минут — вязкость визуально снизилась. Пробу 2В также нагрели, но без добавления реагента — вязкость визуально снизилась.

Вывод: реагент хорошо проявил себя в роли растворителя. По визуальным наблюдениям (пробы №1 и №3) реагент увеличил вязкость нефти. При нагреве реагент коагулировал с нефтью. Добавка большого количества реагента (50 мл) не повлияла на снижение вязкости нефти. Температурный режим снизил вязкость нефти, но количественно определить изменения не удалось.

Второй этап работ включал в себя: определение плотности, динамической вязкости и процентного содержания воды в нефтяной эмульсии Вишнево-Полянского месторождения (скважина №88270). Перед проведением нижеописанных исследований, проба с нефтяной эмульсией длительно «встряхивалась» с целью равномерного распределения воды в нефти. Измерение начальной плотности нефтяной эмульсии ареометром (978 кг/м³).

Проведено выделение воды из эмульсии прибором ЦЛМН-Р10-01-Элекон. Количество выделенной воды было крайне мало, и составляло лишь 0,3 мл. В связи с этим было принято решение повторно исследовать пробу эмульсии, в аналогичном режиме. В итоге величина воды составила 0,6 мл. Далее определялась динамическая вязкость эмульсии (прибор Fungilab). Для этого в высокий стакан наливали образец в количестве 300 мл. Вязкость составила 2368 мПа•с.

Определение процентного содержания воды в нефти методом Дина и Старка: масса воды составила 1 г, объем воды 9,2 мл (15,4%). Следует отметить, что в нефти Вишнево-Полянского месторождения выделяется соль довольно значительного количества (рис. 2), что связано, вероятнее всего, с тем, что для интенсификации добычи нефти Вишнево-Полянского месторождения использовали метод соляно-кислотных обработок.

Третий этап работ. Эксперимент связан с исследованием поведения проб нефти и эмульсии при влиянии реагента эко-органика, как на первом этапе работы, но на качественном уровне. В целях чистоты эксперимента было принято решение обезвоживать нефтяную эмульсию. Для этого на дно конической колбы насыпался порошок прокаленного хлористого кальция в размере ~200 г, затем сверху наливалась нефтяная эмульсия в количестве 500 мл, и оставлялась на отстой на 8 дней. По истечению указанного срока уже обезвоженная нефть использовалась для проведения исследований. Определенные навески с 100 мл обезвоженной нефти и отдельно эмульсии смешивали с реагентом в электрической мешалке в течение 5 мин, со скоростью 700 об/мин. Полученные и исходные данные приведены в таб. 1, 2, 3.

Масса обезвоженной нефти, г	Масса нефтяной эмульсии, г	Вязкость обезвоженной нефти, мПа•с, при T=21,2 °C	Вязкость нефтяной эмульсии, мПа•с, при T=21,2 °C
85,79	93,72	1426	2276

Таб. 1 — Исходные данные нефти и нефтяной эмульсии для проведения эксперимента
Tab. 1 — Source data on oil and oil-water emulsion for the experiment

Вязкость обезвоженной нефти, мПа•с, при T=21,2 °C	3% реагента, мПа•с	5% реагента, мПа•с	7% реагента, мПа•с	10% реагента, мПа•с	Снижение вязкости max, мПа•с	Снижение вязкости max, %
1426	2270	1368	1431	1736	58	4,1

Таб. 2 — Действие реагента на обезвоженную нефть
Tab. 2 — The effect of the reagent on the dehydrated oil

Вязкость нефтяной эмульсии, мПа•с, при T=21,2 °C	3% реагента, мПа•с	5% реагента, мПа•с	7% реагента, мПа•с	10% реагента, мПа•с	Снижение вязкости max, мПа•с	Снижение вязкости max, %
2276	2207	2245	2465	2758	69	3

Таб. 3 — Действие реагента на нефтяную эмульсию
Tab. 3 — Effect of reagent on water-oil emulsion

Четвертый этап работ. Повтор ранее проведенных лабораторных исследований в целях «чистоты» эксперимента. Эксперимент состоял из 3 частей: взаимодействие реагента с нефтяной эмульсией, добавка реагента в воду (15% воды) и их последующее смешение с нефтяной эмульсией, а также взаимодействие реагента с обезвоженной нефтяной эмульсией (ОНЭ). Полученные и исходные данные приведены в таб. 4, 5, 6, 7.

Вязкость нефтяной эмульсии, мПа•с, при T=21,2 °C	Вязкость обезвоженной нефти, мПа•с, при T=21,2 °C
852	647

Таб. 4 — Исходные данные нефтяной эмульсии для проведения эксперимента
Tab. 4 — Source data of oil-water emulsion for the experiment

Вязкость нефтяной эмульсии, мПа•с, при T=21,2 °C	1% реагента, мПа•с	2% реагента, мПа•с	3% реагента, мПа•с	5% реагента, мПа•с	7% реагента, мПа•с	Снижение вязкости max, мПа•с	Снижение вязкости max, %
852	835	1344	1520	1362	1220	17	2

Таб. 5 — Действие реагента на нефтяную эмульсию
Tab. 5 — The effect of the reagent on the oil-water emulsion

Вязкость нефтяной эмульсии, мПа•с, при T=21,2 °C	1% реагента, мПа•с	3% реагента, мПа•с	5% реагента, мПа•с	7% реагента, мПа•с	Снижение вязкости max, мПа•с	Снижение вязкости max, %
852	1440	1104	1085	1195	-	-

Таб. 6 — Действие реагента с 15% воды на нефтяную эмульсию
Tab. 6 — The effect of the reagent with 15% water on the oil-water emulsion

Вязкость обезвоженной нефти, мПа•с, при T=21,2 °C	1% реагента, мПа•с	2% реагента, мПа•с	3% реагента, мПа•с	5% реагента, мПа•с	7% реагента, мПа•с	Снижение вязкости max, мПа•с	Снижение вязкости max, %
647	712	639	615	838	1004	32	4,9

Таб. 7 — Действие реагента на обезвоженную нефть
Tab. 7 — The effect of the reagent on the dehydrated oil

Вывод: Исходя из полученных данных в ходе проведения исследований, можно с уверенностью сказать, что данный реагент вязкость понижает, но незначительно. Самым эффективным оказалось действие 3% реагента на обезвоженную нефть (снижение вязкости 32 мПа•с или 4,9%), но использование его в промышленных объемах остается под вопросом, так как технологию необходимо дополнить технико-экономическими показателями.

Для улучшения показателей реагента в качестве снижения вязкости необходимо либо изменить методику проведения исследования, либо подобрать дополнительную модификацию добавления другого реагента к уже изученному.

Итоги

Исходя из полученных данных в ходе проведения исследований, можно с уверенностью сказать, что данный реагент вязкость понижает. Самым эффективным оказалось действие 3% реагента на обезвоженную нефть (снижение вязкости 32 мПа•с или 4,9%), но использование его в промышленных объемах остается под вопросом, так как технологию необходимо дополнить технико-экономическими показателями.

Выводы

Для улучшения показателей реагента в качестве снижения вязкости необходимо либо изменить методику

проведения исследования, либо подобрать дополнительную модификацию добавления другого реагента к уже изученному.

Литература

1. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 1986. 322 с.
2. Ибрагимов Г.З., Фазлутдинов К.С., Хисамутдинов Н.И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти. М.: Недра, 1991. 384 с.
3. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). Казань: ФЭН АН РТ, 2014. 798 с.

ENGLISH

GEOLOGY

UDC 553.98

The effect of the "eco-organic" reagent on the viscosity of oil-water emulsion of the Vishnevo-Polyansky oil field

Authors

Juri V. Volkov — Ph.D., associate professor¹

Svetlana E. Valeeva — researcher²

Albina R. Gainutdinova — master of geology¹

Mukhammedrakhim R. Fatkulin — master of geology¹; fatkulinmr@gmail.com

¹Kazan Federal University, Kazan, Russia

²IPEM TAS, Kazan, Russia

Abstract

The purpose of this work is to select an effective additive of the "eco-organic" reagent to the oil-water emulsion during the extraction process in order to reduce the viscosity. The objects of research are highly viscous oil of the Bashkir horizon of the Vishnevo-Polyanskoe field and an "eco-organic" reagent based on humic acids.

Materials and methods

The materials of the study are the highly

viscous oil of the Bashkir horizon of the Vishnevo-Polyanskoe field and the "eco-organic" reagent based on humic acids.

Keywords

reagent, high viscosity oil, viscosity reduction

Results

Based on the data obtained in the course of research, it is safe to say that this reagent reduces viscosity. The most effective was the effect of 3% of the reagent on dewatered

oil (a decrease in viscosity of 32 mPa•s or 4.9%), but its use in industrial volumes is questionable, since the technology must be supplemented with technical and economic indicators.

Conclusions

To improve the performance of the reagent as a viscosity reduction, you must either change the method of the study, or choose an additional modification to add another reagent to the one already studied.

References

1. Zheltov Yu.P. *Razrabotka neftnyanikh mestorozhdeniy* [Development of oil fields]. M.: Nedra, 1986. 322 p.
2. Ibragimov G.Z., Fazlutdinov K.S., Khisamutdinov N.I. *Primenenie*

- khimicheskikh reagentov dlya intensivatsii dobychi nefi* [Application of chemical reagents for enhanced recovery of oil]. M.: Nedra, 1991. 384 s.
3. Muslimov R.H. *Nefteotdacha:*

proshloe, nastoyashchee, budushchee (optimizatsiya dobychi, maksimizatsiya KIN) [Oil output: past, present, future (production optimization, maximization of oil recovery factor)]. Kazan: FEN AN RT, 2014, 798 p.