

Разработка месторождений высоковязких нефтей с использованием инновационных технологий, влияющих на пластовую систему

Ю.В. Волков^{1,2}, Б.В. Успенский^{1,2}, А.Р. Гайнутдинова³, М.Р. Фаткулин¹, Р.Р. Хазиев²
¹Казанский федеральный университет, ²ИПЭН АН РТ, ³Институт «ТатНИПИнефть»
radmir361@mail.ru

Аннотация

Задача настоящего исследования посвящена изучению влияния реагента различной концентрации на физико-химические свойства высоковязкой нефти и подбору реагента с наиболее эффективными показателями для снижения вязкости в карбонатных коллекторах среднего карбона. Полученные результаты исследования показали, что реагент адсорбировался на структурообразующих компонентах нефти и ослабил взаимодействие между ними, что привело к снижению вязкости нефти. Самое большее снижение вязкости нефти удалось достичь при введении 2% реагента в нефтяную эмульсию (снижение вязкости на 51 мПа*с или 6%), и 3 % реагента в обезвоженную нефть (снижение вязкости 32 мПа*с или 4,9 %).

Ключевые слова

высоковязкие нефти, реагент, снижение вязкости

Материалы и методы

В качестве метода разделения, основанного на распределении вещества

между подвижной и неподвижной фазами, использован метод газовой хроматографии с применением программного пакета «TotalChrom». Для разделения нефти на компоненты в лабораторных условиях применялся SARA-анализ.

Для цитирования:

Ю.В. Волков, Б.В. Успенский, А.Р. Гайнутдинова, М.Р. Фаткулин, Р.Р. Хазиев. Разработка месторождений высоковязких нефтей с использованием инновационных технологий, влияющих на пластовую систему. 2020. №3. С. 31-34. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10086.

Поступила в редакцию: 15.05.2020

CHEMICAL	UDC 665.6.032 Original Paper
----------	--------------------------------

Influence of reagent on the physical and chemical properties of high-viscosity oil and its effectiveness in reducing viscosity

Yuriy V. Volkov^{1,2}, Boris V. Uspensky^{1,2}, Al'bina R. Gainutdinova³, Mukhammedrakhim R. Fatkulin¹, Radmir R. Khaziev²
¹Kazan Federal University, ²Institute of ecology and subsoil use of the Academy of Sciences of the Tatarstan Republic, ³Institute "TatNIPIneft"
radmir361@mail.ru

Abstract

The task of this work is to study the effect of a reagent of various concentrations on the physical and chemical properties of high-viscosity oil and to select the reagent with the most effective indicators for reducing the viscosity in carbonate reservoirs of medium carbon. The results of the study showed that the reagent was adsorbed on the structure-forming components of the oil and weakened the interaction between them, which led to a decrease in the viscosity of the oil. The greatest reduction in oil viscosity was achieved by introducing 2% of the reagent into the oil emulsion (a decrease in viscosity by 51 mPa * s or 6%), and 3% of the reagent into the dehydrated oil (a decrease in viscosity of 32 mPa*s or 4.9%).

Keywords

high-viscosity oils, reagent, reduced viscosityr

Materials and methods

The gas chromatography method using the "TotalChrom" software

For citation:

Yuriy V. Volkov, Boris V. Uspensky, Al'bina R. Gainutdinova, Mukhammedrakhim R. Fatkulin, Radmir R. Khaziev. Influence of reagent on the physical and chemical properties of high-viscosity oil and its effectiveness in reducing viscosity // Ekpozitsiya Net' Gaz = Exposition Oil Gas, 2020, issue 3, pp. 31-34. (In Russ.). DOI:10.24411/2076-6785-2020-10086.

Received: 15.05.2020

Введение

Запасы высоковязкой (ВВН) и сверзвязкой (СВН) нефти, часто называемые нетрадиционными, являются важнейшей составляющей сырьевой базы нефтяной отрасли всех успешно развивающихся нефтедобывающих стран мира.

Начало активной разработки

нетрадиционной нефти во многом поменяло саму идеологию и подходы к проектам в нефтяной отрасли, превратив каждый случай в уникальный научно-практический эксперимент.

По данным различных исследователей в России находится более 70 млрд т. прогнозных ресурсов нефти всех типов, освоение которых без инновационных подходов практически

невозможно, даже если их значительные запасы и ресурсы относятся к благоприятным регионам с довольно развитой инфраструктурой, как, например, в Татарстане, где только СВН добывают по 7,0–7,5 тыс. т/сут., применяя тепловые методы.

В работе проведена серия экспериментов, направленная на уточнение особенностей

физико-химических свойств и состава высоковязкой нефти, важных с позиций организации добычи, промысловой подготовки нефти и выбора направления ее дальнейшей переработки.

Объект исследования

В качестве объекта исследования послужили пробы нефти, отобранные на месторождениях РТ из среднекаменноугольных отложений с карбонатным типом коллектора (По согласованию с недропользователем название месторождений не разглашается).

Выбор объекта исследования обусловлен как сложностью разработки карбонатного коллектора существующими ныне методами, так и физико-химическими свойствами тяжелых нефтей, запасы которых сосредоточены в каменноугольных отложениях. Это обстоятельство требует изучения реологических свойств данного типа нефтей, а также проведения экспериментальных и лабораторных работ по изучению потокоотклоняющих свойств вытесняющего агента с целью прогнозного увеличения нефтеотдачи.

Стоит отметить, что выработка тяжелых нефтей в настоящее время сопровождается, в большинстве случаев с применением вторичных методов увеличения нефтеотдачи — применением заводнения залежей. Однако, в целях рациональной выработки запасов тяжелых нефтей необходимо применять и третичные методы увеличения нефтеотдачи с целью совершенствования системы заводнения.

Результаты и обсуждения

Определение физических свойств нефти Лабораторные испытания проводились на нефти из месторождений среднего карбона с карбонатным типом коллектора.

Анализ полученных в ходе лабораторных исследований результатов (таб. 1) позволяет классифицировать исследованную нефть как высоковязкую, битуминозную и высокосернистую.

Геохимические исследования нефти

В ходе исследований получены хроматограммы, по которым производились расчеты и интерпретация полученных результатов.

Для идентификации выделяемых компонентов использовались соответствующие эталоны (н-С₁₈, н-С₂₃), а также эталонные смеси (н-С₁₂ – н-С₂₄). В дальнейшем аномалии (пики) на хроматограммах идентифицировались по принципу, основанному на постоянстве времени удерживания (времени от момента ввода пробы в колонку до выхода максимума пика концентрации) индивидуальных веществ в стандартных условиях определения.

Площади пиков на хроматограмме рассчитывались вручную и с использованием программного пакета «TotalChrom».

Результаты газохроматографических исследований нефти с подсчитанными биомаркерами представлены в таб. 2.

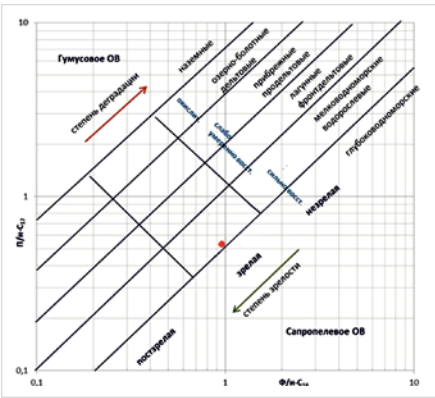


Рис. 1 — Реконструкция условийосадконакопления и степени катагенетической преобразованности ОБ в породе

Fig. 1 — Reconstruction of sedimentation conditions and degree of catagenetic transformation organic substance in rocks

Анализ биомаркеров позволяет определить пути миграции нефти из материнской породы в резервуар методом корреляции нефть — нефть и нефть — материнская порода, относительную термическую зрелость, а также возможные процессы вторичного изменения. Из-за их общей устойчивости к атмосферным воздействиям, биодеградации, испарению и другим процессам, биомаркеры также используются в качестве индикаторов загрязнения окружающей среды.

В ходе исследований был построен график распределения коэффициентов пристан/н-С₁₇ и фитан/н-С₁₈ (рис. 1), предложенный американскими учеными Кенноном и Кессоу для определения типа исходного органического вещества (ОВ) и степени его зрелости.

Из графика видно, что исходный образец расположен в области сильно восстановительных условий осадконакопления — мелко-водноморские водорослевые. Тип исходного ОВ пород сапропелевый, генезис — морской. Это подтверждается и отношением пристана к фитану (П/Ф), которое для всех исследуемых образцов ≤ 1, указывая на восстановительные условия фоссилизации ОВ.

Одной из простых и широко применяемых схем разделения нефти на компоненты в лабораторных условиях является SARA-анализ. Этот метод основан на разделении нефти на четыре аналитические группы соединений: насыщенные углеводороды, ароматические соединения, смолы и асфальтены (saturates, aromatics, resins, asphaltenes — SARA) (рис. 2).

По результатам проведенного группового анализа отмечается небольшое содержание в составе битумоида смолисто-асфальтеновых компонентов — 50,82%.

В составе смол наблюдается преобладание компонентов бензольной фракции. Содержание масляной фракции — 48,78% (таб. 3).

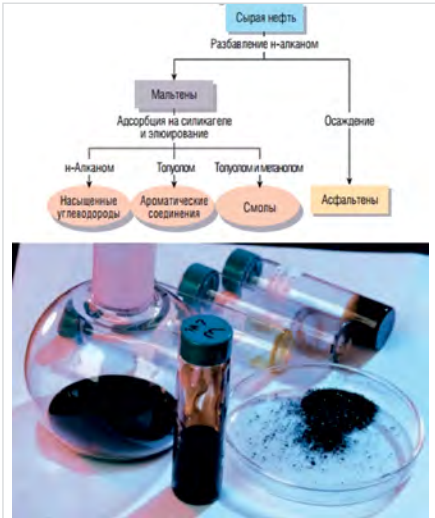


Рис. 2 — Разделение сырой нефти Fig. 2 — Theseparationofcrudeoil

Реагент с концентрацией 7% понизил количество смолисто-асфальтеновых компонентов на 10,99%, тем самым повысив содержание масляных фракций и улучшив свойства нефти (таб. 3) методом фракционирования SARA [1].

В ряде публикаций [2, 3] отмечается, что тенденция к осаждению асфальтенов зависит от соотношения содержания в нефти смол и асфальтенов.

Это соотношение составило 3,6% в исходной нефти и 2,5% для нефти с добавлением реагента с концентрацией 7%, что говорит о высокой устойчивости нефти к образованию отложений асфальтенов, с одной стороны, и снижении устойчивости благодаря реагенту, с другой.

Подбор реагента с наиболее эффективными показателями для снижения вязкости

Опыт разработки нефтяных месторождений свидетельствует о том, что в процессе вскрытия и эксплуатации продуктивных пластов происходит постепенное ухудшение фильтрационных свойств в призабойной зоне пласта (ПЗП). Чаще всего это происходит из-за отрицательного влияния воды, образующей с нефтью стабильную эмульсию (рис. 3). При

Таб. 1 — Измерение физико-химических свойств нефти Tab. 1 — Measurement of physical and chemical properties of oil

Определяемый параметр нефти	Прибор для измерения	Полученный результат
Вязкость	FUNGILAB	273 мПа*с
Плотность	Ареометр	978 кг/м3
Сера	СПЕКТРОСКАН SUL	4,52%

Таб. 2 — Результаты газохроматографических исследований Tab. 2 — Results of gas chromatographic studies

Биомаркер/Образец	P/F	(P+F)/(C17+C18)	Квн	C27/C17	F/C18	P/C17	(2*C29)/(C28+C30)	CPI	Снч/Сч
Нефть исходная	0,56	0,75	0,31	0,53	0,97	0,53	0,94	0,92	0,97
Нефть + реагент 1%	0,54	0,61	0,37	0,61	0,80	0,43	0,90	0,91	1,19
Нефть + реагент 3%	0,51	0,69	0,38	0,61	0,92	0,46	0,91	0,91	0,95
Нефть + реагент 5%	0,55	0,71	0,29	0,49	0,94	0,5	0,93	0,89	0,97
Нефть + реагент 7%	0,51	0,6	0,33	0,56	0,81	0,4	1,03	0,97	0,98

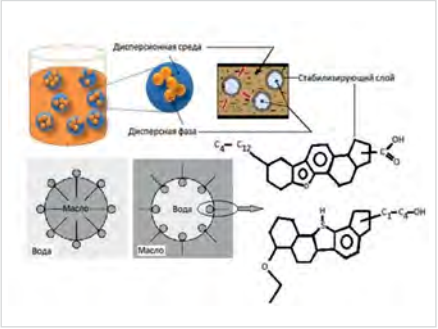


Рис. 3 — Нефтяная эмульсия [5]
Fig. 3 — Oil emulsion [5]

наличии твердых частиц стабильность эмульсий значительно повышается, кроме того, увеличивается их вязкость. Образование эмульсий при добыче нефти — основная причина больших потерь нефти, удорожания ее транспортировки и подготовки к переработке. Поэтому актуальными являются вопросы повышения эффективности процессов добычи, транспорта и подготовки нефти, осложненные образованием эмульсий, на основании исследования влияния на них химических реагентов, применяемых в нефтедобыче, оптимизации использования деэмульгаторов, разработки методов стабилизации работы установок подготовки нефти и технологий обработки водонефтяных эмульсий [4].

Методика лабораторных экспериментов предусматривала добавление реагента различной концентрации от 1 до 7%, механического перемешивания смеси, термостатирование в течение 30 минут и проведение измерения вязкости.

Реагент — это раствор на органической основе темно-коричневого цвета, полученный электрохимическим путем из природных гумитов и каустобиолитов угольного ряда. Применяемый реагент является естественным для окружающей природной среды, не образует

Таб. 3 — Результаты проведения экстракции битумоидов и определения их группового состава

Tab. 3 — Results of bitumoid extraction and determination of their group composition

№№п/п	% реагента	Групповой состав ХБА, %						
		масла	Смолы			Асфальтены		
			Бензол	сп.бензол	Σ	ч.к.	а.к.	Σ
1	0	48,78	26,28	13,49	39,77	7,28	3,77	11,05
2	1	47,81	23,73	15,12	38,85	7,26	6,08	13,34
3	3	47,47	27,77	12,75	40,52	8,17	3,84	12,01
4	5	46,47	31,64	11,78	43,42	6,58	3,53	10,11
5	7	60,17	20,34	7,94	28,28	7,5	4,05	11,55

токсичных соединений в почве, воде, не загрязняет атмосферу, не оказывает негативного влияния на флору, фауну (таб. 4).

Основное действующее вещество реагента как препарата — физиологически активные калиевые соли гуминовых кислот (гуматы калия). Также в состав препарата входят аминокислоты, углеводы, водорастворимые карбоновыекислоты (щавелевая, янтарная, яблочная, лимонная), элементы минерального питания (азот, фосфор, калий) и микроэлементы (железо, медь, цинк, марганец, бор, молибден и др.).

В серии экспериментов была использована обезвоженная с помощью порошка прокаленного хлористого кальция нефть (рис. 4). Обезвоживание проходило по следующей методике: навеска порошка 200 гр. на дне конической колбы заливалась 500 мл нефти и оставлялась на отстой на 8 дней. В течение этого времени хлористый кальций впитывал в себя всю воду.

Результаты экспериментоввоздействия реагента на вязкость μ нефтяной эмульсии (НЭ) и обезвоженной нефти (ОН) среднего карбона представлены в таб. 5 и 6.

Показанные на рис. 5 и 6 кривые, наглядно свидетельствуют о том, что наиболее

эффективными оказались концентрации реагента 2% для нефтяной эмульсии и 3% для обезвоженной нефти, снизившие вязкость на 51 и 32 мПа*с., соответственно.

Выводы

Исходя из полученных результатов в ходе проведения исследования, было выявлено, что реагент адсорбировался на структурообразующих компонентах нефти и ослабил взаимодействие между ними, что привело к снижению вязкости нефти. Наибольшее снижение вязкости удалось достичь при введении 2% реагента в нефтяную эмульсию (снижение вязкости на 51 мПа*с или 6%), и 3 % реагента в обезвоженную нефть (снижение вязкости 32 мПа*с или 4,9 %). Вытеснение нефти водой, которую содержит реагент, связано также с его влиянием на реологические свойства нефти. Введение реагента в нефть приводит к изолированию микрористаллов парафинов и разрушению пространственной структуры, образуемой ими, а также к внедрению реагента в ассоциаты асфальто-смолистых веществ, следствием чего является снижение степени агрегирования АСВ (асфальто-смолистых веществ) в растворе низкомолекулярных углеводородов и уменьшение вязкости нефти.

Литература

приведен пример ссылки на журнал, остальные в рекомендациях

Яценко И.Г. Ресурсы тяжелых нефтей мира и сравнительный анализ их физико-химических свойств // Экспозиция Нефть Газ. 2012. № 5. С. 47–53.

ГОСТ 7.1 – 2003 1. Акбарадзе К., Хаммами А., Харрат А. и др. Асфальтены: проблемы и перспективы. Нефтегазовое обозрение, 2007. 29 с.



Рис. 4 — Обезвоживание нефти
Fig. 4 — Oil dehydrating

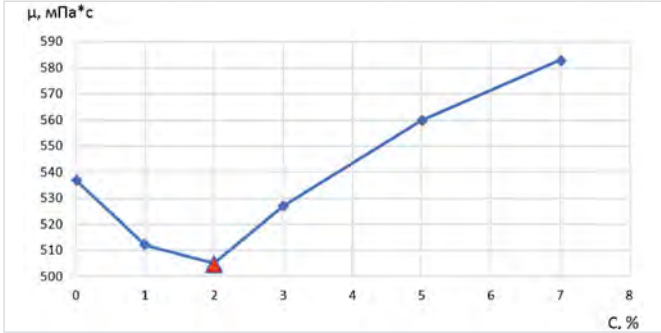


Рис. 5 — Зависимость динамической вязкости нефтяной эмульсии от концентрации реагента
Fig. 5 — Dependence of the dynamic viscosity of the oil emulsion on the concentration of the reagent

- Carnahan N.F and oth. Properties of Resins Extracted from Boscan Crude Oil and Their Effect on the Stability of Asphaltenes in Boscan and Hamaca Crude Oils // Energy & Fuels, 1999, issue 13, pp. 309–314. (In Eng.).
- Khvostichenko D.S., Andersen S.I. Electrodeposition of Asphaltenes. II. Effect of Resins and Additives // Energy & Fuels, 2010, issue 24, pp. 2327–2336. (In Eng.).
- Волков А.А., Балашова В.Д., Коновальчук О.Ю., Волкова И.И. К вопросу разрушения стабильных водонефтяных эмульсий // Нефтегазопромысловое дело. 2013. №5. С. 40–42.
- Первичная подготовка тяжелых нефтей. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://en.ppt-online.org/450714> (дата обращения: 02.04.2020).

μ НЭ, мПа*с-при T=21,2C	1% реагента	2% реагента	3% реагента	5% реагента	7% реагента	Снижение μ_{max} , мПа*с	Снижение μ_{max} , %
537	512	505	527	560	583	32	6
μ НЭ, мПа*с-ри T=21,2C	1% реагента	2% реагента	3% реагента	5% реагента	7% реагента	Снижение μ_{max} , мПа*с	Снижение μ_{max} , %
425	433	416	410	448	476	15	3,5

Рис. 6 — Зависимость динамической вязкости обезвоженной нефти от концентрации реагента
Fig. 6 — Dependence of the dynamic viscosity of dehydrated oil on the concentration of the reagent

Таб. 5 — Действие реагента нанефтяную эмульсию
Tab. 5 — Effect of the reagent on the oil emulsion

Таб. 6 — Действие реагента на обезвоженную нефть
Tab. 6 — The action of the reagent on the dehydrated oil

ENGLISH

Conclusions

Based on the results obtained during the study, it was found that the reagent was adsorbed on the structure-forming components of the oil and weakened the interaction between them, which led to a decrease in the viscosity of the oil. The greatest reduction in viscosity was achieved when 2% of the reagent was added to the oil emulsion (a decrease in viscosity by 51 MPa*s or 6%), and 3% of the reagent was added to the dewatered oil (a decrease in viscosity of 32 MPa*s or 4.9 %).

References

- Akbaradze K., Khammami, A., Kharrat A., etc. Asphaltenes: problems and prospects. Oil and gas review, 2007. 29 p. (In Rus.).
- Carnahan N.F and oth. Properties of Resins Extracted from Boscan Crude Oil and Their Effect on the Stability of Asphaltenes in

- Boscan and Hamaca Crude Oils // Energy & Fuels, 1999, issue 13, pp. 309–314.
- Khvostichenko D.S., Andersen S.I. Electrodeposition of Asphaltenes. II. Effect of Resins and Additives // Energy & Fuels, 2010, issue 24, pp. 2327–2336.
- Volkov A.A., Balashova V.D., Konovalchuk

- O.Yu., Volkova I.I. On the issue of destruction of stable water-oil emulsions // Oil and gas industry, 2013, issue 5, pp. 40–42. p. (In Rus.).
- Primary preparation of heavy oils. Available at: <https://en.ppt-online.org/450714> (date accessed: 22.03.2020). (In Rus.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Юрий Васильевич Волков, к.г.-м.н., доцент кафедры геологии нефти и газа имени академика А.А. Трофимука КФУ; старший научный сотрудник ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Борис Вадимович Успенский, д.г.-м.н., зав. кафедрой геологии нефти и газа имени академика А.А. Трофимука КФУ; зав. лабораторией геологического и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Альбина Рифкатовна Гайнутдинова, инженер института «ТатНИПИ-нефть», Бугульма, Россия

Мухаммедрахим Ранилевич Фаткулин, инженер кафедры геологии нефти и газа им. академика А.А. Трофимука КФУ, Казань, Россия

Хазиев Радмир Римович, науч. сотр., ИПЭН АН РТ. Казань, Россия
Для контактов: radmir361@mail.ru

Yuriy V. Volkov, Ph.D., associate professor, oil and gas geology department named after academician A.A. Trofimuk, Kazan University; senior researcher, IPEM TAS, Kazan, Russian Federation

Boris V. Uspensky, Sc.D., head of oil and gas geology department named after academician A.A. Trofimuk, Kazan University; head of geological and environmental modeling lab, IPEM TAS, Kazan, Russian Federation

Al'bina R. Gainutdinova, engineer, institute "TatNIPIneft", Bugulma, Russian Federation

Mukhammedrakhim R. Fatkulin, engineer, oil and gas geology department named after academician A.A. Trofimuk, Kazan University, Kazan, Russian Federation

Radmir R. Khaziev, researcher, IPEM TAS, Kazan, Russian Federation
Corresponding author: radmir361@mail.ru