

УДК 553.982

**КОНТРОЛЬ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ
ПО ИЗМЕНЕНИЮ ЕЁ СОСТАВА****Савиных Ю.В., Чуйкина Д.И.***Институт химии нефти СО РАН, Томск, e-mail: yu-sav2007@yandex.ru*

Проведен анализ изменения состава нефти Восточного участка Усинского месторождения после закачки композиции поверхностно-активных веществ. Для анализа были использованы методы адсорбционной и газожидкостной хроматографии, ИК-спектроскопии. Полученные результаты показали, что при закачке композиции поверхностно-активных веществ в пласт наблюдается два параллельных процесса. Первый процесс – доотмыв остаточной нефти. Этот процесс контролируется увеличением содержания в нефти смолисто-асфальтовых веществ. Второй процесс – увеличение охвата пласта и подключение в разработку ранее не задействованных участков с нефтью, сходной по составу с нефтью в начале разработки. Это происходит за счет снижения поверхностного натяжения на границе нефть – вода. Анализ образцов нефтей, отобранных в 2017–2018 гг. сравнительно с нефтью, отобранной в 2014 г. (до закачки композиции поверхностно-активных веществ), показал увеличение содержания парафино-нафтеновых углеводородов для всех скважин. Это свидетельствует о подключении в разработку нового объекта с нефтью, обогащенной парафино-нафтеновыми углеводородами и меньшим содержанием смолисто-асфальтовых веществ. Использование результатов анализа группового состава нефти для контроля разработки Усинского месторождения позволило определить фронт продвижения контура нефтеносности участка А в направлении верхнего объекта. Полученные закономерности изменения компонентного состава нефти после воздействия композицией поверхностно-активных веществ могут быть распространены и на другие месторождения.

Ключевые слова: нефть, повышение нефтеотдачи, поверхностно-активные вещества, групповой состав, адсорбционная хроматография, газожидкостная хроматография

CONTROL OF DEVELOPMENT OF OIL FIELDS TO CHANGE ITS COMPOSITION**Savinykh Yu.V., Chuykina D.I.***Institute of Petroleum Chemistry SB RAS, Tomsk, e-mail: yu-sav2007@yandex.ru*

The analysis of changes in the composition of oil in the Eastern section of the Usinskoye field after injection of the composition of surfactants has been carried out. For the analysis, the methods of adsorption and gas-liquid chromatography, IR spectroscopy were used. The results showed that when injecting a composition of surfactants into the formation there are two parallel processes. The first process is the removal of residual oil. This process is controlled by increasing the content of tar-asphalt substances in the oil. The second process is an increase in reservoir coverage and connection to the development of previously unused sites with oil similar in composition to oil at the beginning of development. This is due to a decrease in the surface tension at the oil-water interface. Analysis of oil samples collected in 2017-2018 compared with the oil selected in 2014 (before the injection of the composition of surfactants) showed an increase in the content of paraffin-naphthenic hydrocarbons for all wells. This indicates the connection to the development of a new facility with oil enriched in paraffin-naphthenic hydrocarbons and a lower content of tar-asphalt substances. Using the results of the analysis of the group composition of oil to control the development of the Usinsky field allowed us to determine the front of advancement of the oil-bearing contour of Section A in the direction of the upper object. The obtained patterns of changes in the composition of the oil after exposure to the composition of surfactants can be extended to other fields.

Keywords: oil, enhanced oil recovery, surfactants, group composition, adsorption chromatography, gas-liquid chromatography

Характерной особенностью современной нефтедобычи является увеличение в мировой структуре сырьевых ресурсов доли трудноизвлекаемых запасов, к которым относятся в основном тяжелые и высоковязкие нефти с вязкостью 30 мПа·с и выше. Запасы таких нефтей значительно превышают запасы легких и маловязких нефтей и, по оценкам специалистов, они составляют не менее 1 трлн т [1]. В общем объеме запасов российской нефти на долю трудноизвлекаемых запасов приходится около 55% [2].

При добыче высоковязкой нефти, как правило, используется тепловое воздействие на нефтеносные пласты. Термические методы увеличения нефтеотдачи пластов

не имеют в настоящее время альтернативы при разработке нефтяных месторождений, содержащих высоковязкую нефть [3]. Для повышения эффективности паротеплового воздействия, увеличения нефтеотдачи и интенсификации разработки особое внимание уделяют развитию и промышленному применению химических методов увеличения нефтеотдачи (МУН) [4].

Одним из таких МУН является вытеснение нефти водными растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ). Заводнение водными растворами ПАВ направлено на снижение поверхностного натяжения на границе «нефть – вода», увеличение подвижности нефти и улучшение вытеснения ее водой.

В процессе разработки месторождения возникает необходимость контролировать и уточнять состояние залежей с учетом новых сведений о геологическом строении, получаемых не только при их разбуривании, но и дальнейшей эксплуатации. Наряду со стационарными и импульсными методами при контроле за разработкой широко распространение получили методы радио-, термометрии, акустического каротажа, дебитометрии, а также специальные методики интерпретации полученных данных [5]. Однако эти методы дают информацию об околоскважинном пространстве и в малой степени позволяют определять продвижения контуров нефтеносности. Эту задачу можно решить, анализируя изменение состава добываемой нефти.

Поэтому целью исследования стало определение направленности изменения компонентного и индивидуального состава тяжелых высоковязких нефтей Усинского месторождения при использовании физико-химических технологий увеличения нефтеотдачи.

Материалы и методы исследования

В качестве объекта изучения влияния заводнения композицией ПАВ было выбрано Усинское месторождение (Республика Коми). Пермькарбоновая залежь Усинского месторождения является одним из наиболее сложных объектов. Она залегает на глубине 1100–1500 м и содержит нефти с аномальной вязкостью (710 мПа·с) в карбонатах трещинно-кавернозно-порового типа нижней перми, верхнего и среднего карбона. Покрышка залежи – это толща верхнепермских глин, алевролитов и аргиллитов. В разрезе за-

лежи выделяется 13 продуктивных пачек, которые объединяются в три эксплуатационных объекта: нижний (пачки 1–5), средний (пачки 6–8), верхний (пачки 9–13) [6]. Поскольку пермькарбоновая залежь Усинского месторождения состоит из гидродинамически связанных между собой объектов (верхнего, среднего и нижнего), состав добываемой нефти позволяет фиксировать основной объект, из которого она поступает в ту или иную скважину (рис. 1). Об этом свидетельствует проведенное нами ранее исследование состава нефтей из отдельных объектов Усинского месторождения, которые показали отличительные признаки группового и индивидуального состава нефтей каждого объекта [7].

Нефть верхнего объекта характеризуется повышенным содержанием алканов, в нефтях нижнего и среднего объектов доля алканов понижена, доминируют ароматические углеводороды (АРУВ). Самым низким содержанием алканов, высокой долей ароматических и нафтеновых углеводородов («нафтеновый горб») отличаются нефти нижнего объекта.

Для детального изучения воздействия композиции ПАВ на состав добываемой нефти был выбран Восточный участок месторождения (участок А, рис. 2). На данном участке вскрыты все три объекта, но основная добыча ведется из среднего и нижнего объектов. Для мониторинга за изменением состава добываемой нефти до и после применения МУН были исследованы пробы, добытые из добывающих скважин до и после закачки композиции.

На этом участке после паротепловой обработки (ПТО) была закачана композиция НИНКА® на основе ПАВ, соли аммония и карбамида, которые в пласте под действием пластовой температуры или закачиваемого теплоносителя образуют углекислый газ CO_2 и аммиачную буферную систему [8]. Данная технология позволяет снизить вязкость добываемой нефти за счет CO_2 , а также приводит к доотмыву остаточной нефти за счет ПАВ, что совместно с ПТО положительно влияет на изменение дебитов по нефти.

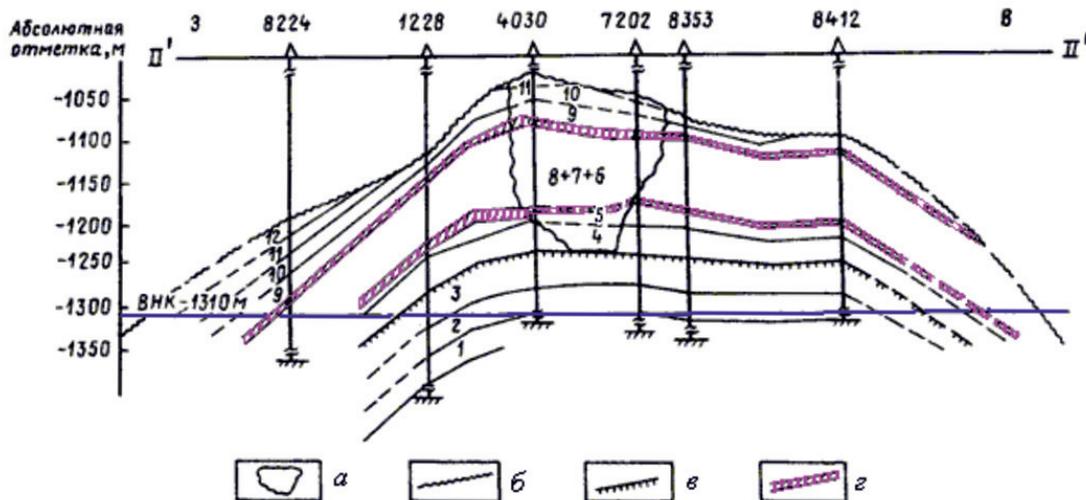


Рис. 1. Схематический геологический профиль II-II' по продуктивным пермькарбоновым отложениям: а – границы органогенной постройки, б – кровля пермькарбоновой толщи, в – репер IV, г – раздели между объектами разработки: нижний объект (пачки 0–5), средний объект (пачки 6–8), верхний объект (пачки 9–13)

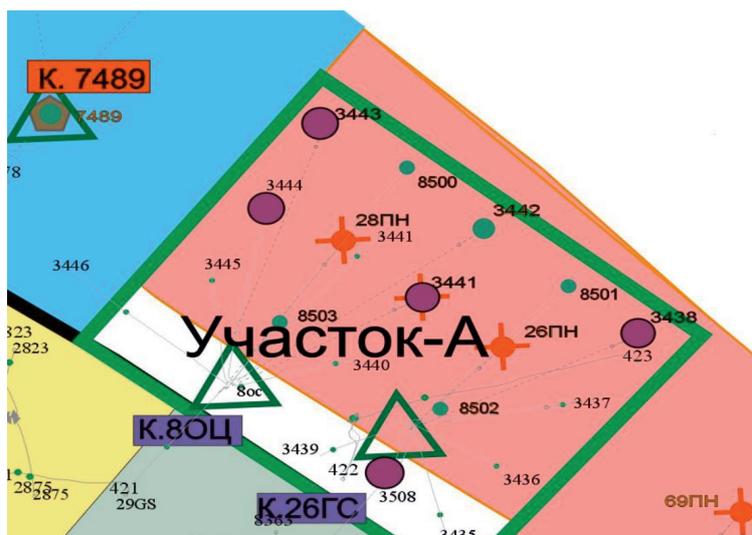


Рис. 2. Схема расположения скважин на участке А Усинского месторождения

Для изучения состава нефти использовался комплексный подход. Анализ группового состава нефти проводили методом градиентно-вытеснительной хроматографии, определяя парафино-нафтеносодержащие углеводороды (ПНУ), ароматические углеводороды, смолы нейтральные (СН), смолы кислые (СК) и асфальтены. Разделение в аналитическом режиме проводили на приборе «Градиент», производства БашНИИИП [9, 10].

Анализ индивидуального состава n-парафинов проводили на газовом хроматографе Хромос GX-1000, снабженном капиллярной колонкой длиной 25 м с фазой OV – 101, газ-носитель – гелий, температура испарителя и интерфейса 250 °С; нагрев колонки осуществлялся в режиме линейного программирования температуры; начальная температура $T_{нач} = 80\text{ °C}$, повышение температуры происходило со скоростью 10 град/мин. Максимальная температура $T_{макс} = 280\text{ °C}$.

ИК-спектры снимали в тонком слое на приборе «Nikolet 5700» в области 400–4000 см^{-1} . Для определения изменения содержания в образцах тех или иных групп и связей применяли отношения оптических плотностей.

$C_1 = D_{1610}/D_{1465}$ – соотношение суммы ароматических и алифатических структур;

$C_2 = D_{820}/D_{1610}$ – соотношение полизамещенных ароматических структур к их общему содержанию;

$C_3 = D_{1710}/D_{1610}$ – соотношение карбоксильных групп к сумме ароматических структур

$C_4 = D_{1380}/D_{1465}$ – коэффициент разветвленности, характеризует условное содержание CH_3 -групп.

Результаты исследования и их обсуждение

При лабораторном моделировании процесса вытеснения Усинской нефти с карбонатной породы пласта композицией «НИНКА» было определено, что проходит последовательный отмыв компонентов нефти в порядке ПНУ – АруВ –

смолы – асфальтены [11]. Совместное применение ПТО и композиции ПАВ приводит к тому, что в пласте происходит активное перераспределение флюидов за счет капиллярных сил. Происходит вытеснение нефти с малой вязкостью горячим конденсатом из мелких пор и низкопроницаемых слоев в крупные поры, а также высокопроницаемые слои. Таким образом, происходит обмен вода – нефть – порода. При промышленной закачке данной композиции ПАВ в пласт наблюдается дополнительный процесс – увеличение охвата пласта и подключение в разработку ранее не задействованных участков с нефтью, сходной по составу с нефтью, добытой в начале разработки. Это происходит за счет снижения поверхностного натяжения на границе нефть – вода.

Как было показано в работе [7], состав нефти Усинского месторождения меняется как по разрезу, так и по площади месторождения. Нефти из скважин, расположенных недалеко друг от друга, имеют схожие характеристики состава, поэтому за исходный образец нефти, добытый без воздействия различных композиций, была взята нефть скважины № 3441, отобранная в 2014 г.

Анализ образцов нефтей, отобранных в 2017–2018 гг., сравнительно с нефтью, отобранной в 2014 г. показал увеличение содержания ПНУ для всех скважин (табл. 1). Это свидетельствует о подключении в разработку верхнего объекта с нефтью, обогащенной ПНУ. Одновременно для нефтей скважин 3441 и 3443 наблюдается увеличение содержания асфальтенов, что свидетельствует о последней стадии доотмыва нефти.

Таблица 1

Компонентный состав и свойства нефтей Восточного участка месторождения

Скв. №	Дата отбора	Содержание, % отн.				
		ПНУ	ПЦА	НС	КС	Асфальтены
3441	11.2014	46	20	3	22	8
3441	11.2017	54	12	3	20	12
3441	04.2018	55	19	2	13	10
3443	04.2018	56	18	3	7	16
3438	12.2017	59	18	2	16	6
3508	04.2018	65	15	1	14	6
3444	04.2018	63	10	2	18	7

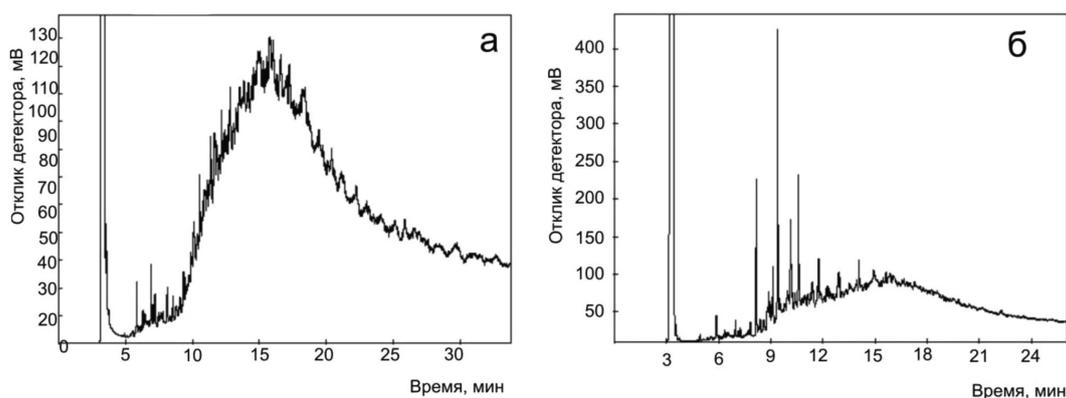


Рис. 3. Хроматограмма нефтей Усинского месторождения: а – скв. № 3441, дата отбора ноябрь 2014, б – скв. № 3441, дата отбора ноябрь 2017

Методом газовой хроматографии показано, что распределение *n*-алканов (высокий «нафтеновый горб», практически полное отсутствие *n*-алканов) до закачки композиции (скв. № 3441, дата отбора ноябрь 2014) типично для нефтей нижнего объекта (рис. 3, а). Изменение молекулярно-массового распределения (ММР) в нефти, отобранной в 2017 г. (рис. 3, б), указывает на подток нефти верхнего объекта, что также подтверждается увеличением содержания ПНУ.

Нефть скважины № 3444, отобранная в апреле 2018, характеризуется повышенным содержанием *n*-алканов по сравнению с нефтью из скв. № 3441 (рис. 4). Также данный образец нефти отличается повышенным содержанием ПНУ. Таким образом, можно предположить, что в разработку подключился верхний объект.

Анализ ИК-спектров показал увеличение относительного содержания насыщенных УВ (коэффициент C_1 , табл. 2), снижение относительного содержания карбоновых кислот, составляющих основу кислых смол (коэффициент C_3). Это согла-

суется с данными по изменению группового состава и ГЖХ анализу после закачки композиции и подтверждает подключение к разработке верхнего объекта. Другие коэффициенты (C_2 , C_4) менее информативны и не отражают процессов, происходящих в пласте после закачки композиции.

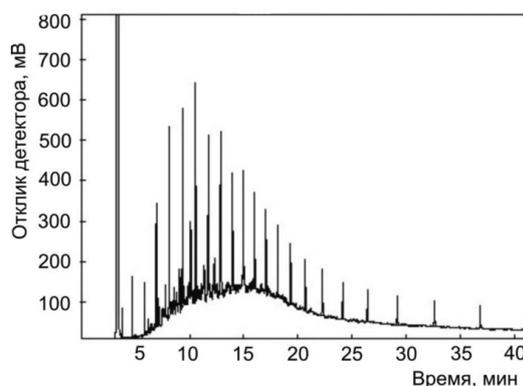


Рис. 4. Хроматограмма нефти Усинского месторождения скв. № 3444

Таблица 2

Изменение спектральных характеристик нефтей Восточного участка

Скв. №	Дата отбора	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄
3441	11.2014	3.29	0.08	0.40	0.59
3441	11.2017	3.84	0.08	0.42	0.57
3443	04.2018	3.64	0.07	0.34	0.58
3438	12.2017	3.52	0.07	0.34	0.56
3508	04.2018	3.48	0.08	0.35	0.61
$C_1 = D_{1380+720}/D_{1600}, C_2 = D_{975}/D_{1470}, C_3 = D_{1710}/D_{1610}, C_4 = D_{1380}/D_{1463}$					

Заключение

Полученные данные по изменению группового состава нефти указывают на два процесса, проходящие в пласте после закачки композиции ПАВ в скважины. При первом процессе происходит доотмыв остаточной нефти из уже дренированных участков. При втором процессе в разработку подключаются пропластки, ранее не промытые водой и содержащие нефть, обогащенную парафино-нафтеновыми углеводородами. Использование результатов анализа группового состава для контроля разработки месторождения позволило определить фронт продвижения контура нефтеносности участка А в направлении верхнего объекта.

Список литературы

1. Антониади Д.Г., Савенок О.В. Трудноизвлекаемые запасы нефти – структура и тенденции // Инженер-нефтяник. 2012. № 3. С. 5–9.
2. Макаревич В.Н., Искрицкая Н.И., Богословский С.А. Ресурсный потенциал тяжелых нефтей Российской Федерации: перспективы освоения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2010. Т. 5. № 2. С. 1–13.
3. Буркова А.А. Пароциклическое воздействие на призабойную зону пласта // Булатовские чтения. 2018. Т. 2–1. С. 98–104.
4. Антониади Д.Г., Кошелев А.Т., Исламов Р.Ф., Пустовой П.А. Проблемы повышения добычи нефти в условиях месторождений России // Нефть. Газ. Новации. 2010. № 12 (143). С. 64–69.
5. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Каешков И.С., Буянов А.В. Стационарный мониторинг геофизических параметров при контроле разработки месторождений. Возможности, проблемы и перспективы использования // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. № 2 (21). С. 12–18.
6. Абдулмазитов Р.Д., Баймухаметов К.С., Викторин В.Д. Геология и разработка крупнейших уникальных нефтяных и газовых месторождений России. М.: ВНИИОЭНГ, 1996. Т. 1. 280 с.
7. Чуйкина Д.И., Серебренникова О.В., Стахина Л.Д., Алтунина Л.К. Особенности геологического строения залежи Усинского месторождения и состава добываемой нефти // Экспозиция нефть газ. 2018. № 1. С. 18–21. [Электронный ресурс]. URL: http://runeft.ru/archive/2017/1_2018.htm (дата обращения: 05.04.2019).
8. Алтунина Л.К., Кувшинов В.В., Кувшинов И.В. Композиции ПАВ для эффективного паротеплового воздействия на пласт // Oil&Gas Journal Russia. 2010. № 6. С. 68–75.
9. Соколова В.И., Колбин М.А. Жидкостная хроматография нефтепродуктов. М.: Химия, 1984. С. 41–51.
10. Инструкция по определению группового углеводородного состава тяжелых дистиллятов и остатков. М.: ВНИИ НП, 1978. 11 с.
11. Chuikina D.I., Kozlov V.V., Stakhina L.D., Savinykh Yu.V. Study of the Composition of Heavy Oil during the Simulation of Oil Displacement in Porous Media. Journal of Siberian Federal University. Chemistry. 2018. V. 3. № 11. P. 323–332.