

DOI 10.25689/NP.2018.3.81-95

УДК 622.276.5:553.984

**МЕТОД ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ.
ЦИКЛИЧЕСКИЕ ЗАКАЧКИ КОМПОЗИЦИОННОГО
РАСТВОРИТЕЛЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ТОНКИХ ПРОДУКТИВНЫХ
ПЛАСТОВ**

Борисова Ю.Ю., Борисов Д.Н., Якубов М.Р.

ИОФХ им. А.Е. Арбузова ФИЦ КазНЦ РАН

**METHOD OF INTENSIFYING PRODUCTION OF EXTRA-VISCOUS
OIL. CYCLIC INJECTION OF COMPOSITION SOLVENTS FOR THE
DEVELOPMENT OF THIN PRODUCTIVE DEPOSITS**

Borisova Yu.Yu., Borisov D.N., Yakubov M.R.

Arbuzov Institute of Organic and Physical Chemistry, FRC Kazan Scientific
Center of RAS

E-mail: uborisova@gmail.com

Аннотация. В работе осуществлено физическое моделирование вытеснения сверхвязкой нефти из пористой среды. Исследован вариант циклических закачек композиционного растворителя. В качестве базового растворителя использован побочный продукт процесса каталитического риформинга, состав которого представлен в основном легкими насыщенными углеводородами. Осуществлен подбор ингибитора выпадения асфальтенов и минимальной доли в составе вытесняющего растворителя. Оценено влияние нефтенасыщенности, водонасыщенности и времени выдерживания растворителя в модели пласта на скорость вытеснения нефти и величину конечного нефтеизвлечения.

Ключевые слова: *сверхвязкая нефть, углеводородные растворители, алканы, моделирование, нефтевытеснение.*

Abstract. In this paper, a physical simulation of the displacement of extra-viscous oil from a porous medium was carried out. The variant of cyclic injection of composite solvent was investigated. As a base solvent, a byproduct of a catalytic reforming process was used, the composition of which is represented mainly by light saturated hydrocarbons. An inhibitor of asphaltene precipitation and a minimum fraction in the composition of the displacing solvent was selected. The effect of oil saturation, water saturation, and solvent holding time in the reservoir model on the oil displacement rate and the final oil recovery value is estimated.

Keywords: *ultra-viscous oil, hydrocarbon solvents, alkane, simulation, oil displacement.*

Введение

Мировая добыча нефти из традиционных месторождений снижается. Все большее внимание уделяется трудноизвлекаемым запасам нефти, в том числе залежам тяжелых и сверхвязких нефтей (СВН) [1,2]. Переход к добыче СВН наиболее заметен в Канаде, которая обладает большой долей мировых запасов таких нефтей. К примеру, в Западной Канаде (провинция Saskatchewan), где сосредоточены примерно 2/3 запасов тяжелой нефти Канады (5,4 млрд. т доказанных и вероятных), 55 % запасов содержится в пластах толщиной менее 5 м [3,4]. В России значительными запасами сверхвязких нефтей (свыше 1,4 млрд. т) обладает Республика Татарстан, большая часть которых связана с отложениями уфимского и казанского ярусов пермской системы [5]. СВН Ашальчинского месторождения (Россия, Татарстан) добывается с использованием парогравитационного дренирования (Steam Assisted Gravity Drainage – SAGD) с 2006 года. Залежь имеет сложную структуру - водонасыщенные слои в кровельной и в нефтенасыщенной частях, глинистые слои, а также участки с нефтенасыщенной толщиной менее 10 м [6,7].

Добыча тяжелой нефти и битумов из маломощных пластов с использованием паротепловых методов затруднительна технологически и нецелесообразна экономически. В таких случаях актуальны варианты добычи с использованием чистого растворителя.

В пилотных проектах на месторождениях Канады тестируются технологии циклической обработки растворителем (Cyclic solvent process – CSP) и циклической закачки растворителя (Cyclic solvent injection – CSI). В отличие от метода извлечения нефти с помощью парообразного растворителя (Vapour extraction – VAPEX), в котором предполагалась закачка растворителя в системе парных горизонтальных скважин, технологии CSP и CSI рассчитаны на одиночные скважины. Для обычного способа CSI требуется одна вертикальная или горизонтальная скважина, используемая поочередно для нагнетания растворителя и добычи нефти. Типичный цикл CSI состоит из трех периодов: закачка растворителя, выдержка и добыча нефти. В результате исследований установлено, что основными техническими ограничениями обычного CSI процесса являются преждевременное восстановление вязкости нефти из-за высвобождения растворителя и связанная с этим потеря подвижности нефти в период добычи. Для преодоления указанных технических недостатков в последние годы предлагаются некоторые усовершенствованные варианты процесса воздействия: Enhanced CSP (ECSP), Cyclic production with continuous solvent injection (CP-CSI) и Gas flooding-assisted cyclic solvent injection (GA-CSI) [8-10]. В методе ECSP в качестве растворителя используются два компонента: метан и пропан. Метан обеспечивает охват пласта воздействием, пропан снижает вязкость нефти. Анализ полученных результатов свидетельствует об ограниченности использования пропана для поддержания требуемой вязкости нефти, что предполагает необходимость применения более высококипящих углеводородов и нефтяных фракций. В связи с этим в

пилотном проекте CSP дополнительно оцениваются другие растворители.

В технологии N-Solv в качестве растворителя используется пропан или бутан, нагретые примерно до 60°C. После закачки растворителя в пласт, происходит деасфальтизация нефти, ее самые тяжелые компоненты остаются в пласте, а более легкая нефть вместе с растворителем, пригодным для повторного использования, извлекаются на поверхность. В итоге добываемую маловязкую смесь нефти с растворителем можно сразу транспортировать по нефтепроводу. Испытания технологии на битумных залежах Альберты (Канада), которые проводятся с января 2014 года и должны были завершиться в середине 2017 года, показали значительно более высокую эффективность метода N-solv по сравнению с методами VAPEX и SAGD. Технология Nsolv экономически оправдана даже в условиях низкой цены на нефть [11-13].

Новую технологию Enhanced Solvent Extraction Incorporated Electromagnetic Heating – ESEIEN планируют вводить в качестве долгосрочной замены SAGD для добычи битумов в Альберте [14,15]. ESEIEN включает закачку растворителя с предварительным электромагнитным прогревом пласта до 40-70°C. Излучатели в стволах скважин генерируют электромагнитные волны низкой частоты, осуществляется нагрев залежи и добыча с использованием растворителя. В результате устраняется необходимость в воде, её очистке, сжигании природного газа или других источников углеводородов для производства пара, устраняются тепловые потери и связанные с ними выбросы парниковых газов до 80%.

Использование легких алкановых углеводородов для интенсификации добычи тяжелых нефтей и битумов неизбежно приводит к осаждению асфальтенов в нефтенасыщенном пласте [16]. В разные периоды многие исследователи анализировали влияние различных химических веществ на осаждение асфальтенов в нефтях и модельных

асфальтеновых системах [17-19]. Возможные способы предотвращения осаждения асфальтенов - это добавление ароматических соединений или применение ингибиторов асфальтенов [20-24]. Изомеры толуола и ксилола хорошо растворяют асфальтены, причем ксилол более эффективен, чем толуол. Нонилфенол более эффективен, чем изомеры толуола и ксилола, что объясняется алкеновой цепью, полярной гидроксильной группой и плотностью асфальтенов.

В данной работе мы моделировали различные варианты вытеснения СВН Ашальчинского месторождения из физической модели пласта с использованием композиционного растворителя на основе легких углеводородов. Подбирали ингибиторы для предотвращения осаждения асфальтенов, определяли их минимально необходимое количество в составе вытесняющего растворителя. Проводили исследование по влиянию воды в составе породы на динамику и накопленное нефтеизвлечение.

Экспериментальная часть

Для моделирования процессов вытеснения нефти из модели пласта мы использовали СВН Ашальчинского месторождения (Табл. 1).

Таблица 1

Плотность, вязкость и состав СВН Ашальчинского месторождения.

Плотность, г/см ³ , 20 ⁰ С	Вязкость, мм ² /с, 20 ⁰ С	Компонентный состав, мас.%			
		Легкие фракции <200 ⁰ С	Смолы	Асфальтены	Углеводороды
0.9550	8764	2,8	53,7	7,1	36,4

В качестве базового растворителя использовали бензолсодержащую фракцию (БСФ), которая является побочным продуктом процесса каталитического риформинга. Анализ бензолсодержащей фракции (БСФ) проводился на газовом хромато-масс-спектрометре PerkinElmer AutoSystem XL TurboMass Gold с электронной ионизацией.

Содержание асфальтенов определяли гравиметрическим методом -

осаждали из СВН в 20-кратном объеме избытка растворителя, спектрометрическим методом – определяли оптическую плотность деасфальтизата СВН и рассчитывали коэффициент светопоглощения (КСП) [25] и методом пятна по [26].

Эксперименты по вытеснению Ашальчинской СВН осуществляли на модельной ячейке, которая представляет собой герметичную камеру из металла с объемом внутренней камеры 157 см^3 при следующих габаритах - толщина составляет 20 мм, диаметр 100 мм. В каждом эксперименте готовилась одинаковая смесь песка и СВН. Содержание нефти в смеси с песком составляло 5 мас.%, либо 10 мас.%. Песок предварительной промывался водой, высушивался и фракционировался на ситах с получением фракции с размером частиц 0,250-0,315 мм. Во всех экспериментах в модельную ячейку помещалось одинаковое количество смеси песка с нефтью, которое составило 359 г. В случае моделирования водонасыщенности - часть нефти в смеси с песком замещалась 16% дистиллированной воды (3,4 г воды и 14,6 г нефти для 5% нефтенасыщенности, 6,9 г воды и 29,1 г нефти для 10% нефтенасыщенности). Растворитель подавался в верхнюю часть модельной ячейки, затем ячейка переводилась в горизонтальное положение и выдерживалась заданное время, после чего она переворачивалась и производился отбор проб вытесняемого флюида через тоже отверстие, через которое подавался растворитель.

Отбор проб вытесняемых флюидов осуществлялся в градуированные пробирки с известной массой. В случае использования воды, сначала центрифугированием отделяли воду от смеси растворитель+нефть и определяли ее содержание по градуированной шкале пробирки. Далее пробирки с вытесненным флюидом выдерживали при 100°C в сушильном шкафу до постоянной массы ($\pm 1\%$). Предварительно была определена доля испаряющегося растворителя КР (при температуре 100°C , до постоянной

массы ($\pm 1\%$) с известной массой нефти, которая составила 75% масс. и была учтена при дальнейших расчетах. Таким образом, с учетом массы отделившейся воды (m_{H_2O}), а также массы оставшегося растворителя КР ($m_{KR} = 25\%$ масс.) определялась масса вытесненной нефти (m) для каждого эксперимента по формуле:

$$m = m_0 - m_{KR} - m_{H_2O}$$

где $m_{KR} = (m_0 - m_1) \times 25/75$

m_0 – масса вытесненной смеси (нефть+КР+вода); m_1 – масса вытесненной смеси (нефть+КР+вода) после выдерживании при 100°C до постоянной массы ($\pm 1\%$).

Результаты и обсуждение

Согласно данным хромато-масс-спектрометрии, состав БСФ представлен в основном легкими насыщенными углеводородами (алканы и циклоалканы) с количеством атомов углерода 6 (63,3%) и 7 (35,9%). В растворителе содержится 72,2% алканов, 16,7% аренов (в основном бензол), 4,8% циклоалканов и 1,3% алкенов.

Проведен анализ изменения кинематической вязкости СВН в зависимости от количества добавленного растворителя БСФ (Рис.1). Показано, что вязкость СВН значительно снижается с $8764 \text{ мм}^2/\text{с}$ до значений $22\text{-}125 \text{ мм}^2/\text{с}$ при содержании 20-30% растворителя.

Однако повышенная доля насыщенных углеводородов в составе БСФ при определенных условиях может привести к коллоидной дестабилизации СВН в пласте и соответственно выпадению асфальтенов. Так, разбавление СВН 20-кратным избытком растворителя БСФ приводит к образованию осадка асфальтенов в количестве 2,07-2,09 мас.% на нефть.

Необходимо было выяснить какое количество ингибитора осаждения асфальтенов потребуется для предотвращения этого процесса при использовании БСФ и приготовить композиционный растворитель.

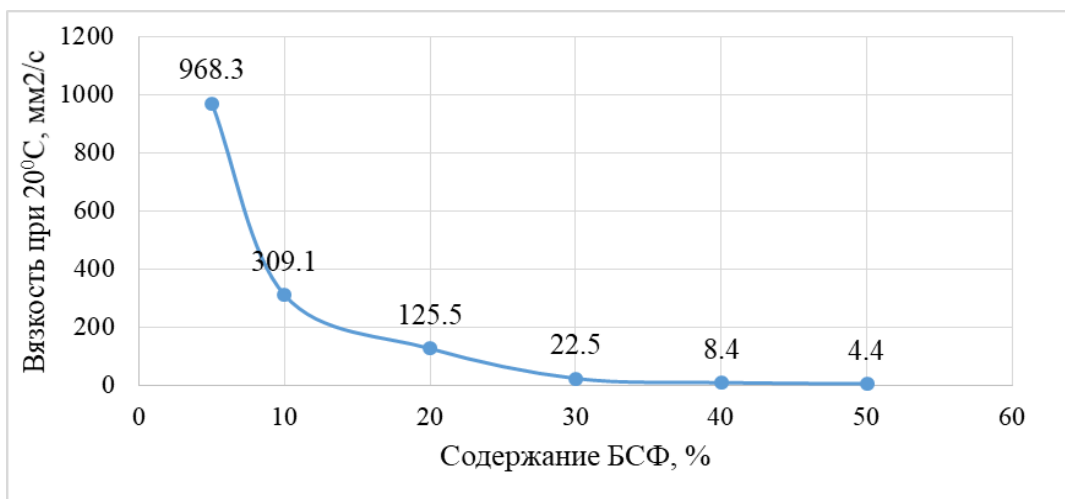


Рис. 1. Изменение кинематической вязкости СВН Ашальчинского месторождения в зависимости от количества добавленной БСФ

В качестве добавок в БСФ для предотвращения выпадения асфальтенов и возможной коагуляции призабойной зоны скважин испытывались толуол и нонилфенол. Определялось их минимально необходимое количество, при котором не фиксируется осаждение асфальтенов из смеси нефти и композиционного растворителя при соотношении 1 к 20 (Рис. 2, 3 и Табл. 2). В качестве базового (максимального) значения содержания выпавших асфальтенов принято такое при разбавлении СВН 20-ти кратным избытком гексана (Табл. 1) и Ксп деасфальтизата при 630 нм, который составил 3,68 см⁻¹.

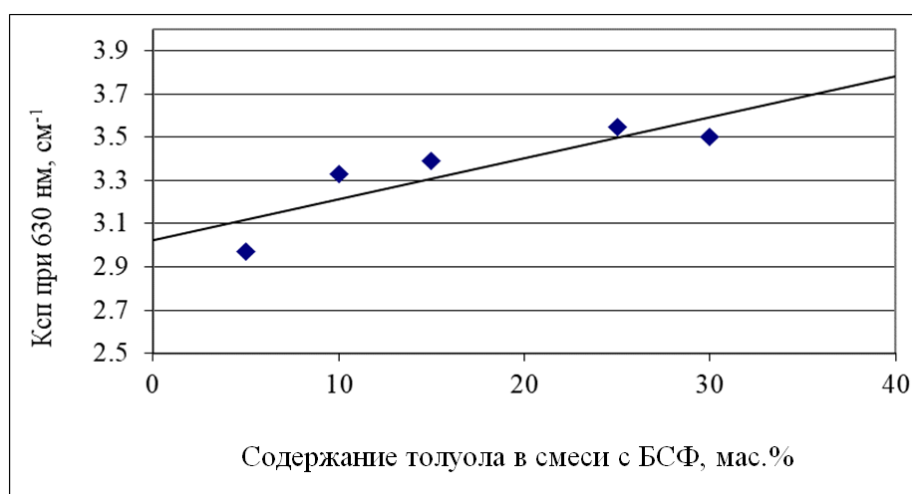


Рис. 2. Изменение Ксп деасфальтизата Ашальчинского СВН в зависимости от доли толуола в смеси с БСФ

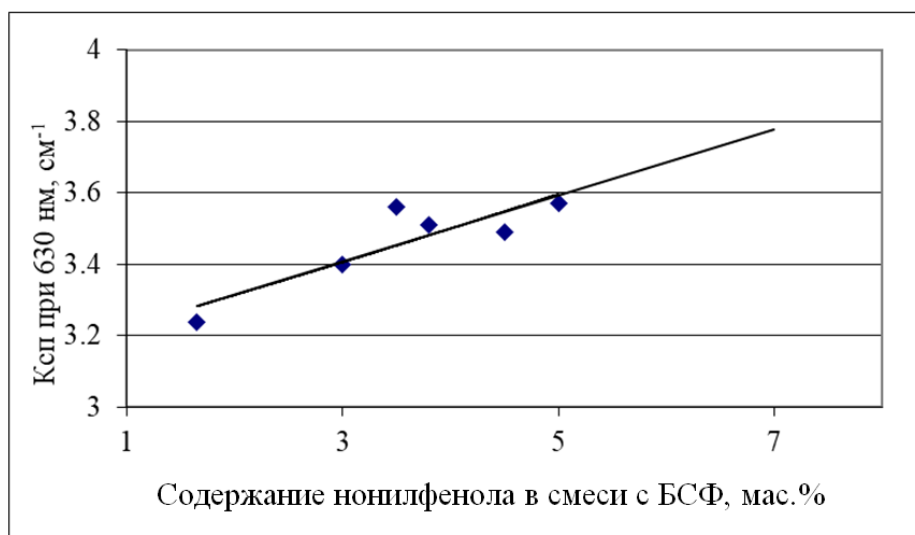


Рис. 3. Изменение $K_{сп}$ деасфальтизата СВН Ашальчинского в зависимости от доли нонилфенола в БСФ

Таблица 2

Выход асфальтенов и $K_{сп}$ деасфальтизата СВН Ашальчинского месторождения после 20-ти кратного разбавления различными композициями растворителей

Растворитель (1:20)	БСФ	Смесь толуола с БСФ					Смесь нонилфенола с БСФ			
		5%	10%	15%	25%	30%	1,5%	3%	3,5%	4,5%
$K_{сп}$ при 630 нм, см ⁻¹	2,08	2,97	3,33	3,39	3,54	3,50	3,24	3,40	3,56	3,49
Асфальтены, масс. % (Гравиметрия)	2,07	1,3	0,9	0,1	-	-	0,7	0,3	0,1	-
Наличие асфальтенов (Метод пятна)	+	+	+	-	-	-	+	-	-	-

Для дальнейших экспериментов по нефтевытеснению нами использовался композиционный растворитель (КР), содержащий 85% БСФ с добавлением 15% толуола.

Выяснено, что с увеличением нефтенасыщенности и времени выдержки растворителя в модельной ячейке увеличивается доля нефти в составе извлеченной продукции. Значение этого параметра при выдержке растворителя в модельной ячейке в течение 1 ч после его закачки для 5% нефтенасыщенности составляет 33,7%, для 10% нефтенасыщенности – 46,2 % (Рис. 4). В то время как при выдержке растворителя в течение 24 часов в первом цикле, доля нефти в составе извлеченной продукции

для 10% нефтенасыщенности составляет 72,5% в отсутствие воды, а с водонасыщением – 92,9%. (Рис. 5). С увеличением количества циклов содержание нефти в извлекаемой продукции ожидаемо падает во всех экспериментах, тем не менее, оно остается более высоким в экспериментах с длительностью выдержки растворителя в модели, составляющей 24 часа.

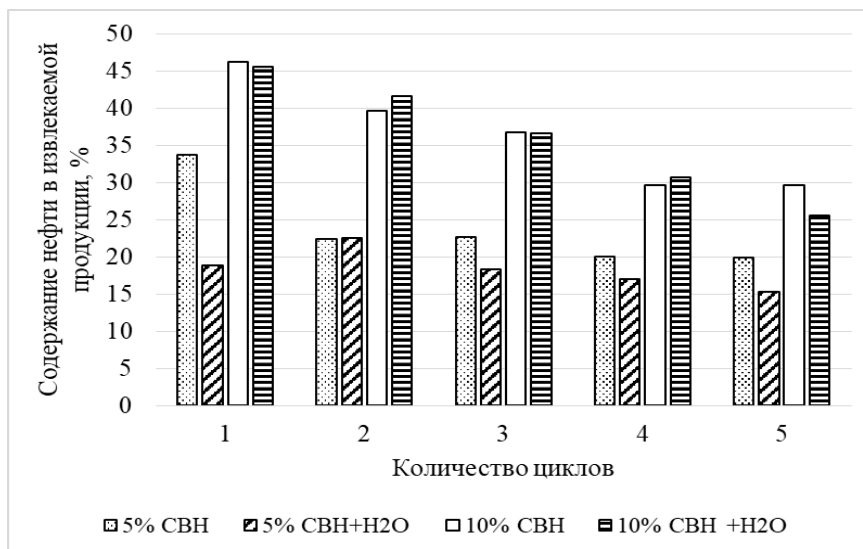


Рис. 4. Содержание СВН в извлекаемой продукции для 5%, 10 % нефтенасыщенности, либо 5%, 10 % нефтенасыщенности и 16% водонасыщенности (на нефть) (количество вводимого растворителя КР в каждом цикле - 17 мл, время выдержки в каждом цикле - 1 час)

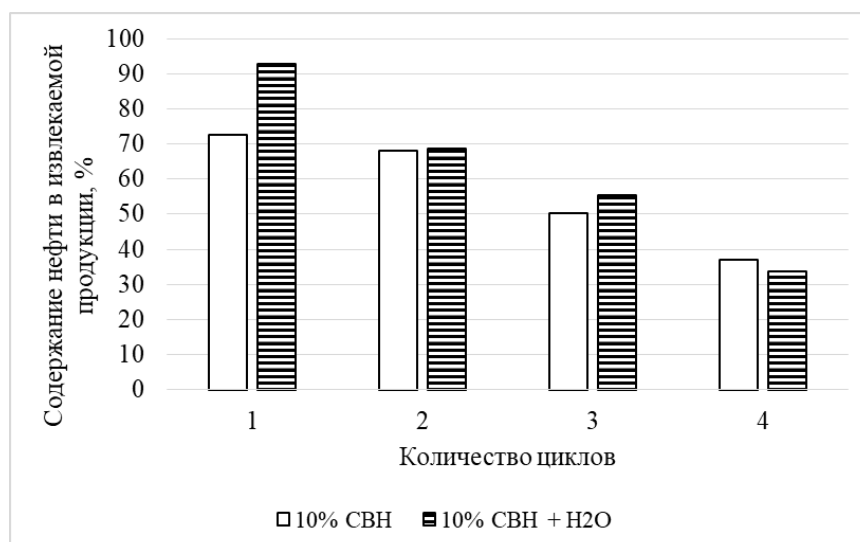


Рис. 5. Содержание СВН в извлекаемой продукции для 10 % нефтенасыщенности, либо 10 % нефтенасыщенности и 16% водонасыщенности (на нефть) (количество вводимого растворителя КР в 1цикле - 17 мл, 2 – 22 мл, 3 – 35 мл, 4 – 41 мл, время выдержки в каждом цикле - 24 часа).

С увеличением времени выдержки растворителя для всех экспериментов растет накопленное нефтеизвлечение (Рис. 6, 7). Накопленное нефтеизвлечение для 5% нефтенасыщенности модели для 5 циклов закачки КР с выдержкой в течение 1 часа – 46,9%, для 10% нефтенасыщенности – 56,3%. При увеличении времени выдержки до 24 часов для каждого из 4 циклов закачки КР, накопленное нефтеизвлечение составляет 89,6-93,5%.

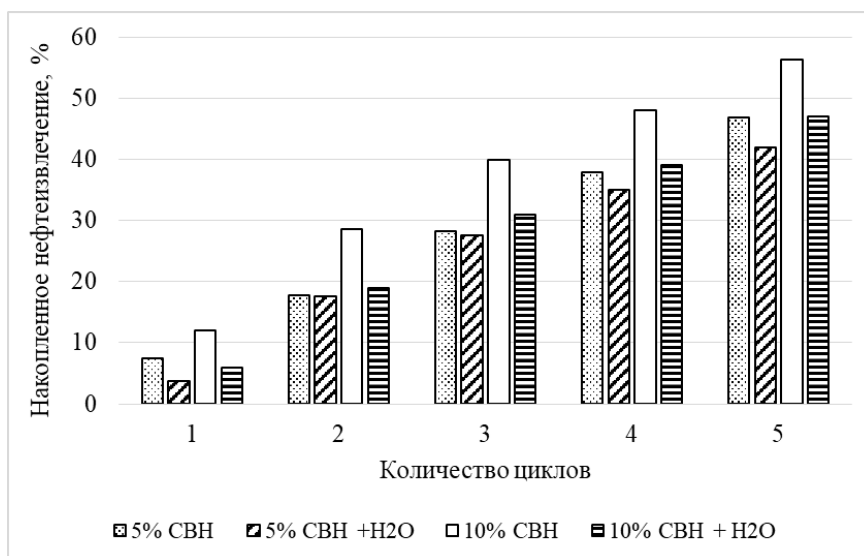


Рис. 6. Накопленное нефтеизвлечение СВН для 5%, 10 % нефтенасыщенности, либо 5%, 10 % нефтенасыщенности в присутствии воды (количество вводимого растворителя КР в каждом цикле - 17 мл, время выдержки в каждом цикле - 1 час).

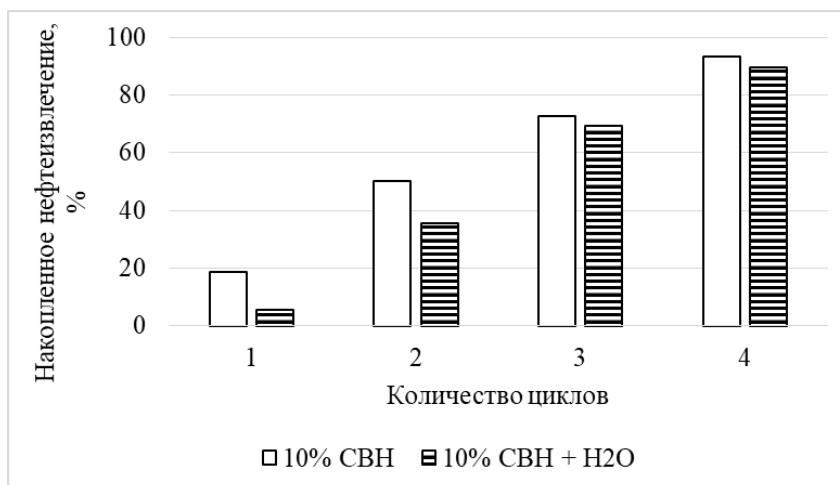


Рис. 7. Накопленное нефтеизвлечение СВН для 10 % нефтенасыщенности, либо 10 % нефтенасыщенности в присутствии воды (количество вводимого растворителя КР в 1цикле - 17 мл, 2 – 22 мл, 3 – 35 мл, 4 – 41 мл, время выдержки в каждом цикле - 24 часа).

Установлено, что присутствие воды в системе «нефть-растворитель-песчаник» снижает значения накопленного нефтеизвлечения во всех проведенных экспериментах. Для 5% нефтенасыщенности модели конечные величины этого параметра для 5 циклов закачки КР при времени выдержки 1 час в каждом цикле снижаются с 46,9% до 41,9%, для 10% нефтенасыщенности модели для 5 циклов закачки КР с выдержкой в течение 1 часа в каждом цикле фиксируется снижение накопленного нефтеизвлечения с 56,3% до 47,0%. При 10% нефтенасыщенности и выдержке в течение 24 часов в каждом из циклов с их общим количеством, равном 4, присутствие воды снижает накопленное нефтеизвлечение с 93,5% до 89,6%.

Присутствие воды в целом затрудняет нефтеизвлечение из пористой среды, но наблюдаются некоторые отклонения в параметре «доля нефти в извлекаемой продукции» (Рис. 4, 5), которые мы связываем с формированием коагуляционных структур в водно-нефтяных эмульсиях, обусловленных сложным взаимодействием воды с высокомолекулярными соединениями нефти.

Заключение

Мировой опыт использования технологий по закачке растворителей для добычи сверхвязких нефтей позволяет выявить их основные преимущества. При использовании технологий с закачкой только растворителя появляется возможность разработки тонких продуктивных пластов, для которых затруднено парогравитационное дренирование.

Показано, что добавление 15% толуола или 3% нонилфенола к недорогой промышленной фракции легких углеводородов позволяет полностью предотвратить осаждение асфальтенов при моделировании вытеснения сверхвязкой нефти из пористой среды.

Установлено, что при использовании композиционного растворителя в варианте циклической закачки, наибольшее накопленное нефтеизвлечение достигается за счет увеличения числа циклов закачки растворителя и извлечения продукции, а также при увеличении времени выдержки растворителя в модели пласта. Максимальное накопленное нефтеизвлечение равное 93,5% при 10% нефтенасыщенности достигается при выдержке композиционного растворителя в течение 24 часов в каждом из циклов с их общим количеством, равном 4, причем присутствие воды снижает накопленное нефтеизвлечение до 89,6%.

Для залежей сверхвязких нефтей, имеющих в своем строении тонкие глинистые участки и прослойки внутри залежи, охват которых методом парогравитационного дренирования затруднен, можно рассматривать вариант первичной закачки композиционного растворителя с дальнейшей подачей несмешивающегося с растворителем агента (например, газа) без использования водяного пара.

Список литературы

1. Meyer R. et al. Heavy oil and natural bitumen resources in geological basins of the world. - US Geological Survey, Reston. 2007. - 42 p.
2. Attanasi E. et al. Natural bitumen and extra-heavy oil, in 2010 Survey of Energy Resources. - World Energy Council, London, 2010. – P.123-150.
3. Dong M. et al. Methane pressure-cycling process with horizontal wells for thin heavy-oil reservoirs // SPE-88500-PA. – 2006.
4. Srivastava R. et al. Comparative effectiveness of CO₂ produced gas, and flue gas for enhanced heavy-oil recovery // SPE-56857-PA. -1999.
5. Ibatullin R. et al. Problems and decisions for development shallow fields of heavy oil // SPE-161998-RU. – 2012.
6. Маганов Н. и др. Инновационные решения для разработки запасов тяжелой нефти / Георесурсы, геознергетика, геополитика. - 2014. - Т.2. - №10. - С. 1-9.
7. Хисамов Р. и др. Изменение свойств и состава сверхвязких нефтей при реализации технологии парогравитационного воздействия в процессе разработки Ашальчинского месторождения //Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 9. – С. 78-81.
8. Jamaloei B. et al. Impact of solvent type and injection sequence on Enhanced Cyclic Solvent Process (ECSP) for thin heavy oil reservoirs //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2013. – V.110. – P. 169-183.

9. Jia X. et al. Gasflooding-assisted cyclic solvent injection (GA-CSI) for enhancing heavy oil recovery //Fuel. – 2015. – Vol. 140. - P.344–353.
10. Jiang T. et al. A new solvent-based enhanced heavy oil recovery method: Cyclic production with continuous solvent injection //Fuel. – 2014. – Vol. 115. - P. 268–281.
11. Nenniger J. et al. How fast is solvent based gravity drainage? //Canadian International Petroleum Conference. – Petroleum Society of Canada, 2008.
12. Pat. 6883607 (US).
13. Nsolv Reports “Game-Changing” Results Of Oil Sands Pilot NorthAmOil - North America Oil & Gas 09 March 2017, Week 09, Issue 448.
14. Pat. 8616273 (US).
15. Pat. 9739126 (US).
16. Kokal S. et al. Asphaltenes: The cholesterol of petroleum // SPE -29787-MS. – 1995.
17. Anisimov M. et al. Effects of resins on aggregation and stability of asphaltenes //Energy & Fuels. – 2014. – Vol. 28. – №. 10. – P. 6200-6209.
18. Morozov E. et al. Reversibility of asphaltene aggregation as revealed by Magnetic Resonance Imaging in situ // Energy & Fuels. - 2017.- Vol. 31. – P.10639-10647.
19. Guzmán R. et al. Methods for determining asphaltene stability in crude oils //Fuel. - 2017. – Vol. 188. – P. 530-543.
20. Ghloum E. et al. Effect of inhibitors on asphaltene precipitation for Marrat Kuwaiti reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2010. – Vol. 70. – P. 99–106.
21. Rogel E. Effect of inhibitors on asphaltene aggregation: A theoretical framework //Energy & Fuels. -2011. – Vol. 25. – P. 472–481.
22. Al-Sahhaf T. et al. Retardation of asphaltene precipitation by addition of toluene, resins, deasphalted oil and surfactants //Fluid phase equilibria.– 2002. – Vol. 194. - P. 1045-1057.
23. Junior L. et al. Inhibition of asphaltene precipitation in Brazilian crude oils using new oil soluble amphiphiles //Journal of Petroleum Science and Engineering. - 2006. – Vol. 51. - P. 26-36.
24. Pereira J. et al. The effect of solvent nature and dispersant performance on asphaltene precipitation from diluted solutions of instable crude oil //Petroleum Science and Technology. – 2011. – Vol. 29. –P. 2432-2440.
25. Yakubov M. et al. Inhibition of asphaltene precipitation by resins with various contents of vanadyl porphyrins //Energy & Fuels. – 2016. -Vol. 30. - P. 8997–9002.
26. ASTM D1370/D1370M-12. Standard Test Method for Contact Compatibility Between Asphaltic Materials (Oliensis Test).

Сведения об авторах

Борисова Юлия Юрьевна, кандидат химических наук, научный сотрудник лаборатории переработки нефти и природных битумов, Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова ФИЦ КазНЦ РАН, г. Казань, Республика Татарстан, Российская Федерация

E-mail: uborisova@gmail.com

Борисов Дмитрий Николаевич, кандидат химических наук, старший научный сотрудник лаборатории переработки нефти и природных битумов, заведующий Центром нефтегазовых исследований, анализа и разработок, Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова ФИЦ КазНЦ РАН, г. Казань, Республика Татарстан, Российская Федерация

E-mail: boriku@gmail.com

Якубов Махмут Ренатович, кандидат химических наук, доцент, заместитель руководителя института по научной работе, Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова ФИЦ КазНЦ РАН, г. Казань, Республика Татарстан, Российская Федерация

E-mail: yakubovmr@mail.ru

Authors

Borisova Yu.Yu., PhD, Researcher, Laboratory of Crude Oil and Natural Bitumen Refining, Arbuzov Institute of Organic and Physical Chemistry, FRC Kazan Scientific Center of RAS, Kazan, Republic of Tatarstan, Russia

E-mail: uborisova@gmail.com

Borisov D.N., PhD, Senior Researcher, Laboratory of Crude Oil and Natural Bitumen Refining, Director of Oil and Gas Analysis and Production Center, Arbuzov Institute of Organic and Physical Chemistry, FRC Kazan Scientific Center of RAS, Kazan, Republic of Tatarstan, Russia

E-mail: boriku@gmail.com

Yakubov M.R., PhD, Associate Professor, Deputy Director for Academic Affairs, Arbuzov Institute of Organic and Physical Chemistry, FRC Kazan Scientific Center of RAS, Kazan, Republic of Tatarstan, Russia

E-mail: yakubovmr@mail.ru

Борисова Юлия Юрьевна

420088, Российская Федерация, Республика Татарстан,

г. Казань, ул. Академика Арбузова, д.8

тел.: 8 (843) 272-73-44

E-mail: uborisova@gmail.com