

## ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА СКВАЖИННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДОБЫЧИ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАСТВОРИТЕЛЕЙ

М.Р. Якубов<sup>1</sup>, Г.В. Романов<sup>1</sup>, С.Г. Якубова<sup>1</sup>, Д.Н. Борисов<sup>1</sup>,  
Д.В. Милордов<sup>1</sup>, К.И. Якубсон<sup>2</sup>

1 – Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова  
Казанского научного центра РАН, 2 – Институт проблем нефти и газа РАН

Вязкость сверхвязких нефтей и природных битумов (в научный оборот эти два понятия вошли под общим термином «битумы») в пластовых условиях превышает 10 тыс. мПа·с. Основное отличие битумов от маловязких «традиционных» нефтей заключается в незначительном содержании легких фракций (0–2 мас.%) и в повышенном содержании (25–75 мас.%) асфальтено-смолистых компонентов, что является причиной их высокой плотности (0,965–1,22 г/см<sup>3</sup>) и практически неподвижного состояния в пласте [1]. Данное обстоятельство, как правило, усугубляется низкой начальной температурой (8–12 °С) в залежах, которые расположены на относительно небольших глубинах (80–300 м).

Обобщение имеющегося опыта позволяет сделать вывод о том, что извлечение битумов из пласта скважинными методами возможно только в случае существенного снижения их вязкости (до уровня 10–50 мПа·с). Наиболее часто используемым способом снижения вязкости является нагрев пласта закачкой теплоносителя – пара. Паротепловое воздействие оказывается более эффективным при использовании пары горизонтальных скважин – верхней (нагнетательной) и нижней (добывающей).

К недостаткам метода вытеснения паром следует отнести энергозатратность, необходимость применения высококачественной чистой воды для парогенераторов и вынос песка после прогрева и подхода фронта пара к добывающим скважинам. Главным критерием в паротепловых методах является зависимость от источника природного газа, используемого для выработки пара; при этом для добычи одной тонны битума требуется в среднем сжечь до 300 кг газа.

Альтернативным вариантом паротеплового воздействия является закачка в пласт различных растворителей, что позволяет разжижать битумы, фактически превращая их в маловязкие традиционные нефти. Варианты разработки месторождений битумов на основе снижения их вязкости путем закачки в пласт конденсата, добываемого на соседних месторождениях, или дистиллятных фракций, получаемых при первичной переработке

добываемых нефтей, предложены в работе [2]. Известны проекты разработки Русского, Северо-Комсомольского и Ваньеганского месторождений высоковязкой нефти с использованием конденсата из нижезалегающих пластов или близко расположенных Заполярного, Северо-Губкинского и Варьеганского газоконденсатных месторождений [3]. В исходных параметрах расчетов принято, что вязкость добываемой смеси (нефть+конденсат) необходимо снизить до 50 мПа·с.

В Канаде скважинные методы добычи битумов основаны на циклической закачке пара (Cyclic Steam Stimulation – CSS) и парогравитационном дренировании (Steam-Assisted Gravity Drainage – SAGD). В последнее время интенсивно разрабатываются различные нетепловые методы добычи битумов на основе закачки углеводородных растворителей. Например, в технологии VAPEX, как и в SAGD, используются две горизонтальные скважины, причем нагнетательная расположена в верхней части пласта-коллектора, а добывающая – в нижней [4]. Этан и (или) пропан-бутан закачиваются в скважину, расположенную в верхней части пласта. Снижение вязкости битума достигается за счет разжижения его растворителем, в результате чего смесь битум-растворитель самотеком спускается вниз в добывающую скважину. Процесс может осуществляться в различных вариантах: для пары горизонтальных скважин, для одиночной горизонтальной скважины или для системы из вертикальных и горизонтальных скважин. Использование углеводородных растворителей позволяет успешно разрабатывать коллекторы с повышенным глиносодержанием, где неприменимы методы с использованием пара, а также существенно снижает энергозатраты.

Основные критерии для применения технологии VAPEX предполагают следующие начальные условия: толщина продуктивного пласта >12 м, вязкость битума в пластовых условиях > 600 мПа·с, горизонтальная проницаемость > 1000 мкм<sup>2</sup>, вертикальная проницаемость > 200 мкм<sup>2</sup>. Утверждается [5], что по сравнению с методами SAGD преимуществами данной технологии являются:

- снижение капиталовложений на 75%;
- уменьшение эксплуатационных затрат на 50%;
- снижение количества сжигаемого газа на 85%.

К негативным факторам методов добычи битумов на основе закачки углеводородных растворителей можно отнести меньшую скорость процессов разжижения битума, связанную с малой величиной коэффициентов диффузии области контакта

растворитель-битум. Поэтому для обеспечения прежних объемов добычи потребуется ввод в эксплуатацию дополнительных скважин. В некоторых случаях применения VAPEX в зоне контакта отмечалось снижение проницаемости пласта из-за интенсивного образования асфальтено-смолистых отложений.

В настоящее время также используются методы совместной закачки пара и растворителя: расширенное (улучшенное) растворителем парогравитационное воздействие – ExpandingSolvent SAGD (ES SAGD), технология с добавкой растворителя – SolventAidedProcess (SAP), чередование закачки пара и растворителя – SteamAlternatingSolvent (SAS), в качестве которого в основном используются пропан-бутан или пентан-гексановая фракция (нафта). По мнению зарубежных специалистов, для достижения высокой степени нефтеотдачи необходимый уровень вязкости, например битумов Атабаски, должен понизиться до 10 мПа·с, в то время как их вязкость в пластовых условиях составляет не менее 1000000 мПа·с [6]. Использование SAP значительно повышает энергетическую эффективность SAGD за счет уменьшения количества тепла для необходимого снижения вязкости битума.

В работе [7] на основе численного моделирования, проведенного с точки зрения интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи пласта с применением метода ES-SAGD, показано, что в технологии совместного нагнетания пара и углеводородного растворителя наиболее эффективными из рассмотренных в ряду пропан-бутан-пентан-гексан n-алканов являются пентан и гексан.

Однако в настоящее время отсутствуют достоверные сведения о закономерностях процессов физической (конвективной) дисперсии и молекулярной диффузии в зоне контакта нефть – растворитель в зависимости от геолого-физических условий и состава залегающих флюидов, что препятствует получению сопоставимых экспериментальных и расчетных базовых параметров для создания технологических проектов разработки месторождений битумов с использованием углеводородных растворителей. В случае использования в качестве растворителей легких алкановых углеводородов необходимы данные об объемах осаждающихся асфальтенов в нефтенасыщенном пласте.

Для решения указанных выше задач проведено экспериментальное моделирование физико-химического воздействия углеводородных растворителей на нефтенасыщенный пласт с использованием лабораторных модельных установок. Основной задачей являлось определение динамики скорости извлечения битумов в зависимости от их состава и

условий в пласте (температура и проницаемость). Кроме того, был проведен анализ изменения состава битумов в продуктивном пласте при воздействии на него растворителями на основе легкокипящих n-алканов, что дает возможность определить физико-химические факторы и условия для повышения коллоидной стабильности асфальтовых компонентов в процессе извлечения. Полученные результаты позволяют выявить физико-химические основы технологии извлечения битумов из пласта и подготовить проведение опытно-промышленных испытаний.

Предварительные исследования позволили оценить эффективность использования углеводородных растворителей для обоснования новых методов разработки залежей битумов путем снижения их вязкости до уровня обычных добываемых нефтей. Исследования проведены на образцах битумов разрабатываемых Мордово-Кармальского и Ашальчинского месторождений, а также на образцах, полученных из разведочной скважины Горского месторождения. В качестве растворителей испытывались различные индивидуальные углеводороды, нефтяные фракции и побочные углеводородные продукты нефтехимических производств, в которых в различных пропорциях представлены углеводороды алифатического, алициклического и ароматического типов. Измерения вязкости смесей битумов с различными растворителями в интервале температур 10–80 °С позволили определить основные начальные условия их применения в технологических процессах.

- Для снижения вязкости битумов в пластовых условиях до уровня 10–50 сП с использованием растворителей их необходимое количество составляет 10–25% об в зависимости от вязкости залегающих флюидов.

- Снижение необходимого количества растворителя может достигаться за счет увеличения температуры в пласте, в частности за счет совместной закачки теплоносителя (пар, парогаз и др.). Так, при повышении температуры в пласте до 50–80 °С для большинства битумов достаточно будет 5–10% об.

- В качестве базовой фракции вполне приемлемыми для снижения вязкости битумов являются легкие фракции высокосернистых (карбоновых) нефтей. Увеличение доли низкокипящих ароматических углеводородов в составе нефтяной фракции (растворителя) будет способствовать повышению эффективности снижения вязкости битумов.

- Использование растворителей, состоящих только из низкокипящих алифатических углеводородов (пропан-бутан, газовый бензин, широкая фракция легких углеводородов), в зависимости от состава битумов и количества добавленной фракции приводит к коагуляции асфальтенов и, как следствие, к возможной коагуляции порового пространства с последующим снижением коэффициента вытеснения.

- Эффективность снижения вязкости битумов при использовании углеводородных побочных продуктов нефтехимических производств существенно ниже, чем при использовании легких нефтяных фракций. Варианты применения подобных углеводородных систем могут быть основаны на использовании в качестве оторочки перед закачкой основного растворителя или компаундирования с нефтяными фракциями для их удешевления.

Для проведения модельных экспериментов использованы образцы битумов Ашальчинского и Мордово-Кармальского месторождений. Выбран базовый углеводородный растворитель – петролейный эфир 40-70 (смесь пентан+гексан). Проницаемость модели пласта составляла 270 и 540 мД (фракции песка 0,125–0,250 мм и 0,250–0,315 мм соответственно), содержание битума в породе 5 мас.%, температура 10, 20 и 40 °С. Экспериментальная установка по моделированию физико-химического воздействия растворителей на нефтенасыщенный пласт представляет собой прозрачную камеру из органического стекла с размерами 10x10x1 см. Для оценки скорости извлечения битума фиксировался определенный объем извлекаемой смеси битум+растворитель во времени. Процесс вытеснения осуществлялся под действием силы тяжести сверху вниз при атмосферном давлении. Для анализа остаточного битума после завершения процесса вытеснения установку разбирали и весь объем песка в модели разделяли на 9 секторов. Остаточный битум из каждого сектора экстрагировали бензолом. Общая схема экспериментальной установки представлена на рис. 1.

Результаты экспериментов свидетельствуют об общем механизме извлечения битумов растворителем. На первом этапе отмечается повышенный выход битума из модели с максимальной скоростью, которая в большинстве случаев спустя некоторое время стабилизируется. Стабилизация скорости выхода битума из модели возникает при переходе режима вытеснения от дисперсионного к диффузионному. Анализ полученных результатов по диаграммам зависимости количественного выхода битумов во времени и скорости их извлечения растворителем позволяет сделать несколько заключений:

– с увеличением проницаемости коллектора от 270 до 540 мД наблюдается более высокая скорость извлечения битумов растворителем, в то время как количественный выход битумов во времени меняется незначительно;

– влияние температуры в интервале 10–40 °С на количественный выход битумов во времени проявляется незначительно. Однако отмечается снижение скорости извлечения битумов в начальном этапе при повышении температуры, что приводит к более равномерному вытеснению в целом;

– при одинаковых условиях вытеснение менее вязкого Мордово-Кармальского битума происходит быстрее, чем вытеснение Ашальчинского битума.

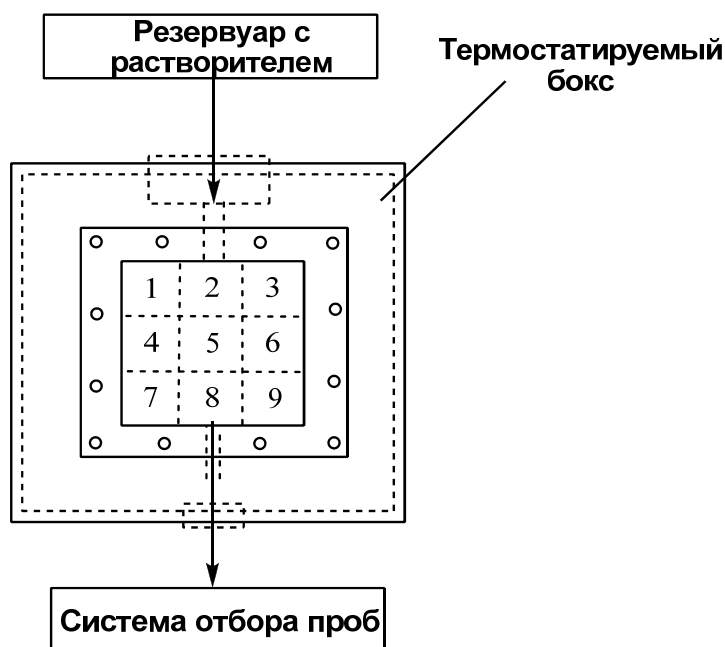


Рис. 1. Схема экспериментальной установки по моделированию физико-химического воздействия растворителей на нефтенасыщенный пласт

На рис. 2 представлены результаты экспериментов в виде диаграмм скорости извлечения Ашальчинского битума из модели с проницаемостью 270 мД.

Петролейный эфир 40-70 обладает разной растворяющей способностью по отношению к асфальтенам и смолам, поэтому для оценки состава вытесняемых фракций из модели пласта необходимы характеристики данных компонентов битумов. Одним из основных показателей, связанным с асфальтено-смолистыми компонентами и часто

используемым для характеристики нефтей, является поглощение в видимой области спектра, или оптическая плотность. Для характеристики Ашальчинского и Мордово-Кармального битумов анализировалось изменение оптической плотности битумов при различных длинах волн в интервале 550–670 нм, в котором в наименьшей степени проявляется нелинейность спектра. На рис. 3 представлены спектры оптического поглощения 0,5%-ных растворов в толуоле Ашальчинского и Мордово-Кармального битумов.

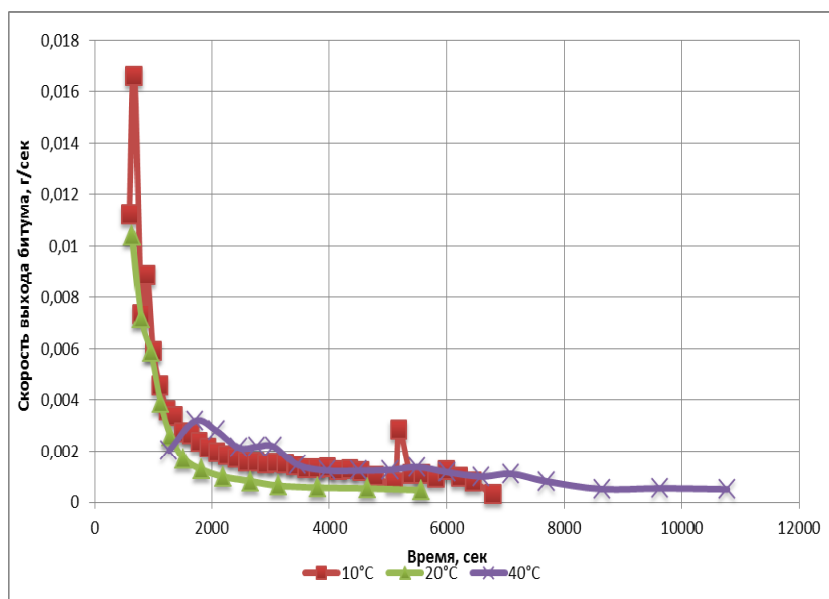


Рис. 2. Скорость извлечения Ашальчинского битума при различных температурах (проницаемость 270 мД)

Результаты определения оптической плотности битумов выражены в виде коэффициента светопоглощения ( $K_{сп}$ ), расчет которого осуществлялся по формуле:

$$K_{сп} = D / 0,4343 \cdot c \cdot l,$$

где  $D$  – оптическая плотность битума;  $c$  – концентрация раствора битума, мас.%;  $l$  – толщина кюветы, см.

Согласно представленным данным, изменение  $K_{сп}$  битумов при различных длинах волн происходит пропорционально (рис. 3), и в последующем анализе использовалось значение  $K_{сп}$  при 630 нм.

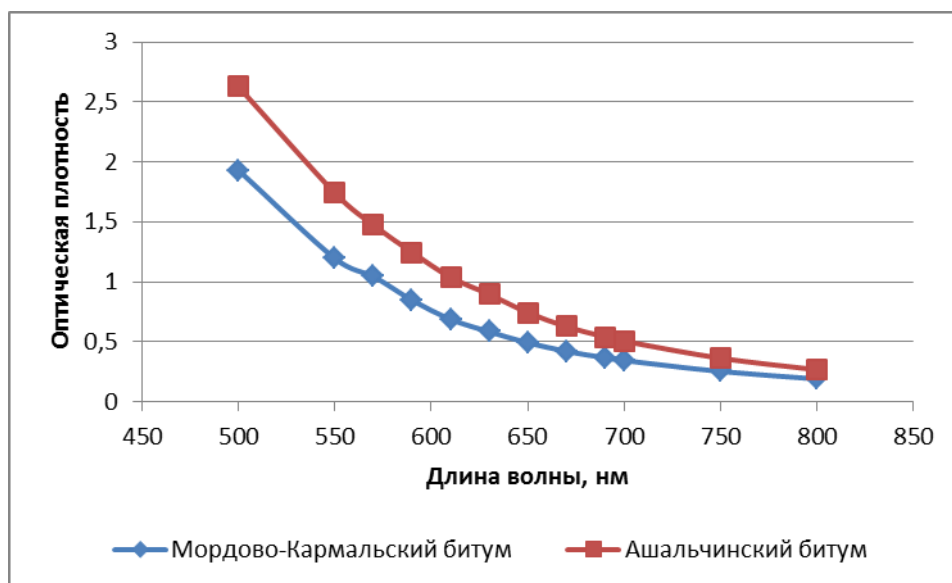


Рис. 3. Спектры оптического поглощения 0,5%-ных растворов в толуоле Ашалчинского и Мордово-Кармального битумов

Для выяснения особенностей изменения состава извлекаемых битумов, полученных вытеснением из модели пласта, определен их Ксп. Для сравнения на каждой диаграмме первым номером присутствует значение Ксп (в виде треугольника) исходного битума (рис. 4, 5).

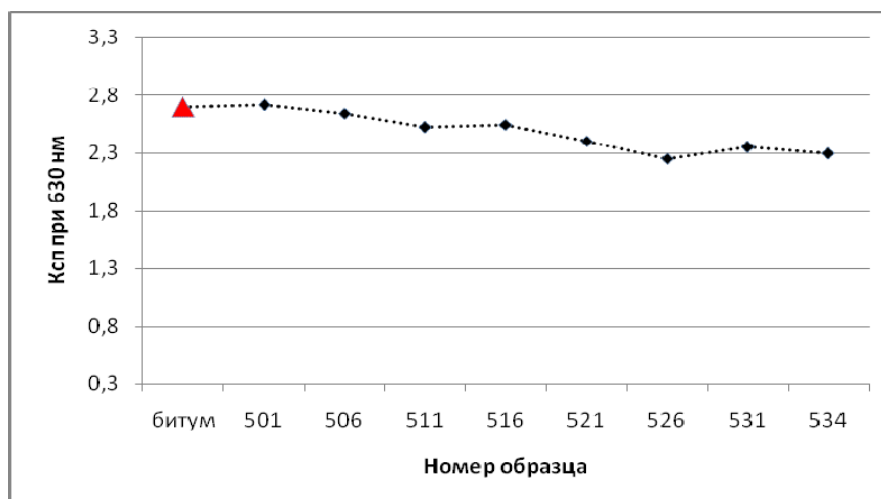


Рис. 4. Изменение Ксп в процессе вытеснения Мордово-Кармального битума из модели пласта при  $T=20^{\circ}\text{C}$  (проницаемость 270 мД)



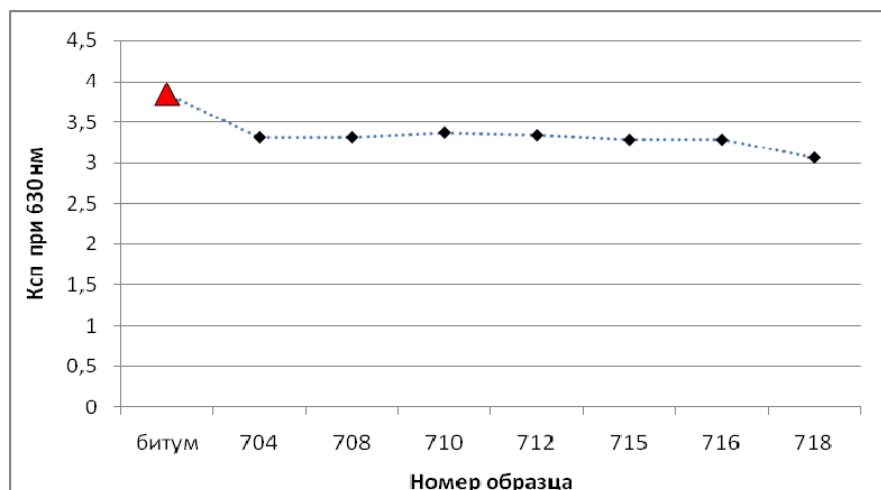


Рис. 5. Изменение Ксп в процессе вытеснения Ашальчинского битума из модели пласта при  $T=20^{\circ}\text{C}$  (проницаемость 270 мД)

Полученные данные по изменению Ксп вытесняемых из модели битумов свидетельствуют об общих закономерностях изменения их состава в процессе извлечения растворителем. Так, во всех случаях происходит снижение Ксп битума по мере вытеснения из модели пласта растворителем, что связано с осаждением асфальтено-смолистых компонентов. Для Ашальчинского битума Ксп резко уменьшается в начальной стадии, а последующее изменение в процессе вытеснения минимально, т.е. процесс осаждения асфальтено-смолистых компонентов происходит в начальной стадии эксперимента. Динамика снижения Ксп Мордово-Кармальского битума имеет плавный характер, что связано с постепенным осаждением асфальтено-смолистых компонентов. Таким образом, для Ашальчинского битума характерна более высокая степень коллоидной дестабилизации при вытеснении растворителем на основе н-алканов.

Для повышения коллоидной стабильности асфальтеновых компонентов битумов в процессе их вытеснения легкокипящими н-алканами проведен экспериментальный подбор химических добавок. В первую очередь определялось минимальное количество ароматического углеводорода (толуол) в составе базового растворителя на основе н-алканов (петролейный эфир 40-70) для предотвращения коллоидной дестабилизации природных битумов и образования асфальтеновых отложений.

В качестве объектов изучения использовались битумы из эксплуатационных скважин Ашальчинского, Мордово-Кармальского месторождений и битум Екатериновского месторождения, отобранный в 1985 г. из разведочной скважины (табл. 6).

Таблица 6

### Характеристики исследуемых битумов

№ п/п	Месторождение, № скв., дата отбора	Плотность, при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	Ксп при 570 нм	Содержание асфальтенов, мас. %
1	Ашальчинское скв 232, 2006 г.	0,949	6,52	6,4
2	Ашальчинское скв. 232, 2007 г.	0,964	7,05	6,4
3	Мордово-Кармальское скв. 177, 2009 г.	0,949	4,81	6,3
4	Мордово-Кармальское скв. 177, 2010 г.	0,945	5,17	3,7
5	Екатериновское 1985 г.	1,074	14,09	14,6

В результате оценки изменения количества осадка асфальтенов при добавлении к битуму 20-кратного избытка смеси петролейного эфира с толуолом выявлено, что для полного прекращения осаждения асфальтенов для различных битумов минимальная доля толуола в смеси с петролейным эфиром должна составлять не менее 25% (рис. 6).

Кроме ароматических углеводородов, эффектом ингибирования процесса выпадения асфальтенов обладают различные природные и синтетические полярные гетероатомные вещества и соединения. Для количественной оценки эффекта ингибирования экспериментально обоснована возможность использования метода спектрофотометрии в видимом диапазоне для контроля процесса осаждения асфальтенов при разбавлении битумов n-алканами с добавками различных ингибиторов. Метод основан на анализе коэффициента светопоглощения деасфальтизаторов и позволяет без измерения количества осадка асфальтенов судить об эффективности ингибирования различными соединениями и веществами.

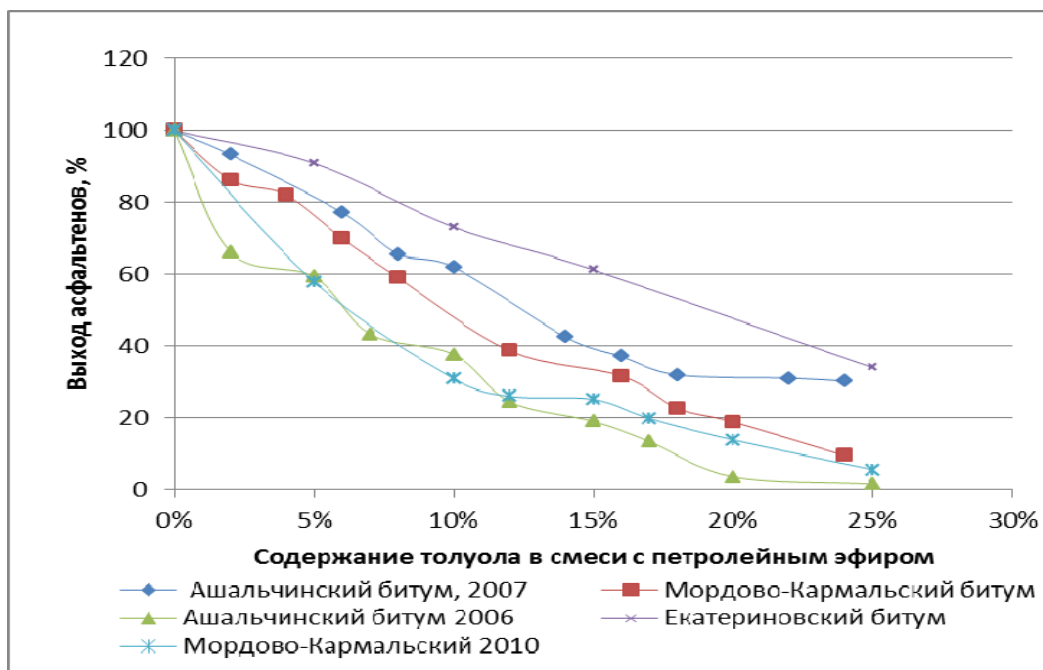


Рис. 6. Снижение выхода асфальтенов в зависимости от доли толуола в смеси с петролейным эфиром при добавлении к битуму 20-кратного избытка смеси

На примере битума Ашальчинского месторождения проведен сопоставительный анализ эффективности ингибирования различных веществ и соединений. Сравнивались добавки к петролейному эфиру нефтяных смол, нонилфенола, фенолоформальдегидных оксиэтилированных смол, линейного алкилбензола, альфа-олефинов C12–C14, изопропанола, ацетона. В результате показано, что наиболее эффективными ингибиторами процесса осаждения асфальтенов являются нефтяные смолы и нонилфенол. Для полного прекращения образования осадка асфальтенов их количество должно составлять 7–8% в смеси с петролейным эфиром (рис. 7).

В целом, полученные результаты экспериментальных лабораторных работ обосновывают возможность перехода к этапу опытно-промышленных испытаний на участке месторождения битумов в Республике Татарстан по технологии их извлечения путем закачки композиционного растворителя в системе горизонтальных скважин. Закачка растворителей на основе широкой фракции легких углеводородов может осуществляться как отдельно, так и совместно с паром, в циклическом или постоянном режиме.

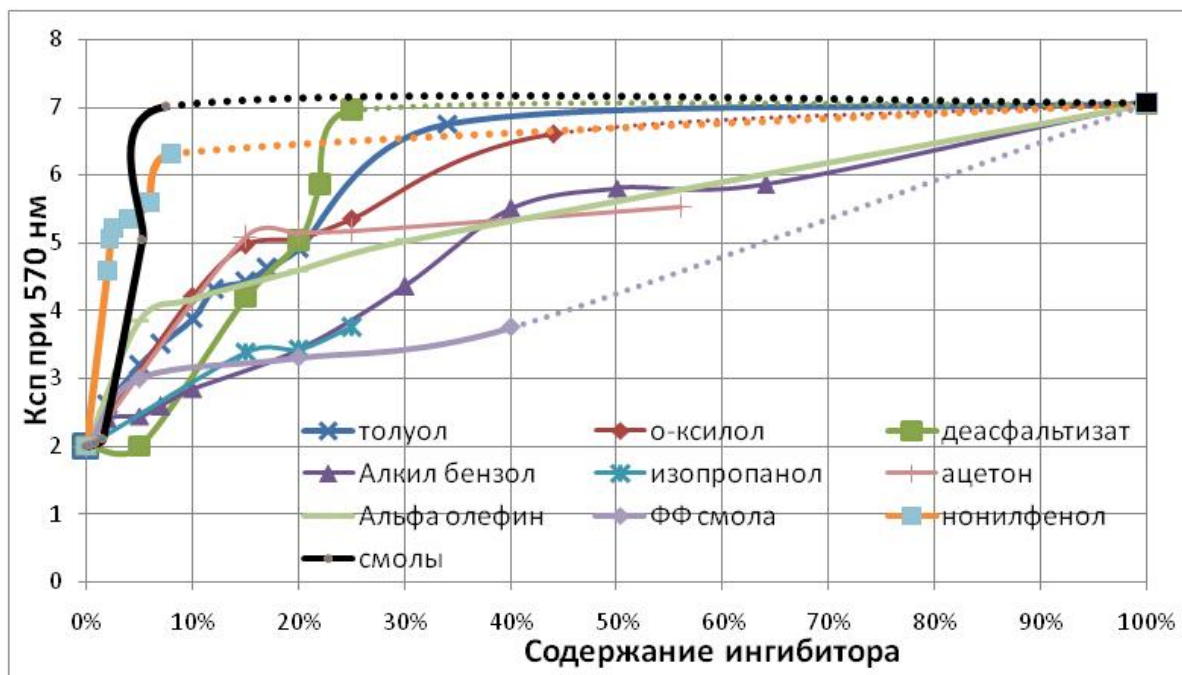


Рис. 7. Эффективность ингибирования отложений асфальтенов в зависимости от доли различных добавок в петролейном эфире

### Основные выводы

1. С увеличением проницаемости и температуры в пласте скорость вытеснения битумов растворителем увеличивается, однако влияние данных факторов является незначительным. При повышении температуры до 40 °С вытеснение битумов растворителем происходит преимущественно в диффузионном режиме, что позволяет прогнозировать скорость извлечения и, соответственно, темпы разработки месторождения.
2. Для контроля процессов осаждения асфальтено-смолистых компонентов в пласте при вытеснении битумов легкокипящими алифатическими углеводородами обоснована возможность использования метода фотометрии с определением изменений коэффициента светопоглощения (оптической плотности) добываемой продукции.
3. Выявлено, что для полной коллоидной стабилизации асфальтеновых компонентов битумов при воздействии композиционными углеводородными растворителями необходимо, чтобы доля ароматических углеводородов составляла не менее 25% в общем объеме растворителя на основе легкокипящих алкановых углеводородов.

4. Использование нефтяных смол или синтетических нонилфенолов в составе растворителя на основе легкокипящих алкановых углеводородов является более эффективным для стабилизации асфальтенов по сравнению с использованием ароматических углеводородов.

## ЛИТЕРАТУРА

1. *Гольдберг И.С.* Основные закономерности размещения битумов на территории СССР / Закономерности формирования и размещения скоплений природных битумов: тр. ВНИГРИ. Л., 1979. С. 52–96.
2. *Грайфер В.И., Максотов Р.А., Заволжский В.Б., Якимов А.С.* Техничко-технологические основы освоения запасов битумных нефтей на базе инноваций // Технологии ТЭК. 2003. №10.
3. *Халимов Э.М., Колесникова Н.В.* Промышленные запасы и ресурсы и ресурсы природных битумов и сверхвысоковязких нефтей России, перспективные геотехнологии их освоения // Геология нефти и газа. 1997. №3.
4. *Butler R.M., Mokrys I.J.* A new process (VAPEX) for recovering heavy oils using hot water and hydrocarbon // Vapor. J. Can. Pet. Tech. 1991. Vol. 30. P. 97–106.
5. *Nghiem L.X., Kohse B.F., Sammon P.S.* Compositional simulation of the VAPEX process // J. Can Petrol. Technol. 2001. Vol. 40, N 8. P. 54–61.
6. *Gates I.D.* Design of the injection strategy in expanding-solvent steam-assisted gravity drainage // Proceedings of the Second CDEN International conference on design education, innovation, and practice Kananaskis, Alberta, Canada, July 18–20, 2005. Alberta, 2005. P. 1–8.
7. *Ali Yazdani, Brij B. Maini.* Modeling of the VAPEX process in a very large physical model // Energy&Fuels.2008. Vol. 22. P. 535–544.
8. *Ибатуллин Т.Р.* Повышение эффективности технологии парогравитационного воздействия с применением углеводородных растворителей // Разраб. и эксплуатация нефт. и газовых месторождений. 2008. №10. С. 74–76.