

# **ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОДНОГО РАСТВОРА ПОЛИАКРИЛАМИДА И ДВУХФАЗНОЙ ВОДОМЕТАНОВОЙ СМЕСИ КАК ВЫТЕСНЯЮЩИХ ВЯЗКУЮ НЕФТЬ АГЕНТОВ**

*А.С. Рассохин*

Запасы вязких нефтей (с вязкостью более 10 мПа·с) в России весьма значительны, по некоторым оценкам их количество составляет около 10 млрд т. С точки зрения извлечения такие запасы относятся к наиболее сложным видам. Коэффициенты извлечения нефти (КИН) при разработке залежей подобных нефтей в режиме истощения не превышают 10–12 %.

До настоящего времени отсутствуют четкие представления об условиях повышения КИН подгазовых оторочек с вязкой нефтью. Очевидно, что следует применять тепловые технологии или вытеснять нефть полимерными и другими подобными растворами с повышенной вязкостью. При отборе нефти из недр в отличие от отбора газа приходится в большей степени учитывать не только особенности пласта-коллектора, но и особенности пластовой нефти. Иногда вязкость этого флюида превышает вязкость газа на три-четыре порядка, что обуславливает крайне низкие величины КИН.

К проблемам разработки вязких подгазовых нефтей относятся и отсутствие надежных методов подготовки однофазных и методов выбора состава двухфазных флюидов как эффективных вытесняющих нефть агентов.

Принимая во внимание данные обстоятельства, правомерно рассматривать тему исследований данной работы как весьма актуальную.

Проблемам повышения нефтеотдачи при разработке запасов нефти посвящены многие работы К.С. Басниева, С.Н. Бузинова, Н.А. Гужова, С.Н. Закирова и других ученых. Проблемы, связанные с освоением залежей вязких нефтей, исследовали Д.Г. Антониади, А.Х. Мирзаджанзаде, К.А. Оганов. Вопросам разработки нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) посвящены многие работы А.Г. Дурмишьяна, В.Н. Мартоса, В.Ф. Перепеличенко и других исследователей.

При разработке нефтяных оторочек НГКМ на снижение нефтеотдачи оказывает влияние относительно небольшая толщина оторочки и ее расположение в пласте под газовой шапкой. Неблагоприятное соотношение подвижностей газа и нефти ведет к быстрым прорывам газа к скважинам. Это практически не зависит от очередности отборов из залежи газа и нефти. При вязкости более 10 мПа·с величины КИН могут не превышать 1–2 % от начальных запасов.

В нефтедобывающей промышленности имеется определенный опыт разработки нефтегазовых залежей, являющихся аналогами НГКМ по структуре размещения в пласте запасов нефти и газа. Научное обобщение особенностей разработки подобных объектов и анализ влияния различных факторов на отбор нефти выполнен в работах И.Д. Амелина, С.Н. Закирова, В.И. Колганова, В.Н. Мартоса и других исследователей. Однако этот опыт может быть использован при эксплуатации тонких подгазовых оторочек вязкой нефти лишь отчасти, поскольку различия нередко на три-четыре порядка в вязкостях газа и нефти требуют дальнейших исследований. Эти отличия оказывают весьма негативное влияние на эффективность разработки подгазовых оторочек вязкой нефти.

Согласно анализу разработки месторождений нефти и результатов экспериментов можно сделать следующие выводы:

- вязкие нефти подгазовых оторочек относятся к категории трудноизвлекаемых запасов, эффективная разработка которых требует активного комплексного воздействия как на флюиды, так и на коллектор;
- для эффективной разработки подгазовой оторочки вязкой нефти требуется предварительное гидродинамическое отделение оторочки от газовой шапки и эксплуатация как независимого объекта;

- при активном воздействии имеется возможность управлять величиной КИН, обеспечивая необходимое соотношение вязкостей вытесняющего агента ( $\mu_a$ ) и нефти ( $\mu_n$ ); достаточно высоких величин КИН (более 30–35 %) можно ожидать при соотношениях  $\mu_a / \mu_n \geq 1,5-2$ ;

- условием эффективной разработки подгазовых оторочек вязкой нефти является охват пласта вытесняющим агентом и дренирование по возможности всей нефтенасыщенной области пласта с помощью системы скважин, в том числе с горизонтальными стволами, ориентированными с учетом распределения фильтрационно-емкостных свойств коллектора;

- практическая реализация технологий разработки запасов вязкой нефти путем вытеснения ее, например, таким доступным полимером, как полиакриламид (ПАА), сдерживается в том числе из-за отсутствия метода подготовки растворов со стабильной вязкостью; использование водогазовых смесей (ВГС) ограничивается трудоемкостью методов обоснования их состава, обеспечивающего эффективность процесса вытеснения.

В нефтепромысловой практике для добычи нефти широко используется заводнение пластов. По сравнению с истощением вытеснение водой дает возможность повысить КИН с 20–25 до 40 %, т.е. до 60 % нефти остается при этом в пласте. Для повышения нефтеотдачи используют вытеснение нефти растворителями, полимерными водными растворами, ВГС. Для повышения нефтеотдачи в случае вязких нефтей применяют тепловые методы. Перечисленные способы разработки запасов нефти могут быть использованы и при эксплуатации оторочек НГКМ.

В ООО «Газпром ВНИИГАЗ» автором при выполнении данной работы внимание было сосредоточено на способах, которые основаны на использовании доступных флюидов в качестве вытесняющих нефть агентов и технико-технологических решений, легко реализуемых в промысловых условиях. Наиболее доступными, в том числе по стоимости, являются водные растворы полимеров, в частности ПАА, ВГС.

Нефтепромысловый опыт показывает, что водные растворы полимеров могут быть эффективными агентами вытеснения нефти. Однако их недостаток – нестабильность реологических свойств.

Например, растворы ПАА после их приготовления быстро теряют начальные вязкостные свойства. Поскольку процесс воздействия на пласт может занимать до нескольких лет, данный недостаток резко снижает эффективность агента. С целью обеспечения необходимого качества агента требуется определить условия приготовления полимерного раствора, которые гарантировали бы стабильность его реологических свойств.

Автором были проведены исследования влияния на стабильность растворов ПАА скоростей вращения ротора миксера в процессе приготовления раствора (рис. 1) [1, 2].

Объектами исследований стали растворы ПАА с концентрациями 0,2; 0,25 и 0,3 % мас., близкими к используемым в промышленной практике. Для приготовления растворов был использован ПАА серии АК-631 (высокомолекулярный) марки А-930 (ТУ-6-02-0002.099.12-41-94). В качестве растворителя ПАА использовали дистиллированную воду. Длительность перемешивания была общепринятой – 15 мин. Эксперименты были проведены при температуре  $23 \pm 1$  °С и атмосферном давлении. Стабильность свойств водных растворов ПАА во времени оценивали по изменению динамической вязкости в течение длительного времени хранения растворов – почти до 300 сут.

Основной вывод, сделанный по результатам указанных исследований, состоит в том, что увеличение угловых скоростей вращения ротора миксера при приготовлении водных растворов ПАА способствует стабилизации их вязкости. Механизм стабилизации растворов при механическом перемешивании в миксере с угловой скоростью вращения ротора более 10–12 тыс. об/мин обусловлен, по-видимому, разрушением межмолекулярных связей полимера до такого состояния, при котором растворы представляют собой систему с достаточно высокой степенью дисперсности полимера.

В качестве альтернативного нефтевывесняющего агента в данной работе рассмотрены ВГС.

Поскольку реологические свойства двухфазного флюида невозможно оценить без исследования фильтрации смеси в условиях пористой среды, процедура выбора состава характеризуется значительными затратами труда и времени. В данной работе ВГС рассматривается как объект двухфазной фильтрации, основной характери-

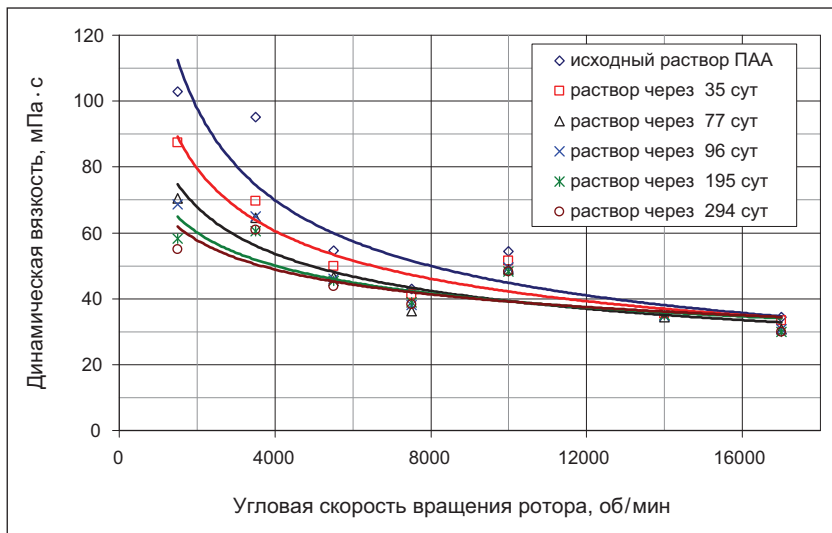


Рис. 1. Изменение во времени динамической вязкости водных растворов ПАА с концентрацией 0,2 % мас., приготовленных при вращении ротора миксера с различной угловой скоростью

стикой которого как флюида являются гидродинамические сопротивления при фильтрации в пористой среде. Подобный подход позволил предложить критерий оперативного обоснования выбора состава ВГС, являющейся эффективным нефтевытесняющим агентом.

В качестве непосредственного объекта исследования была выбрана смесь воды и метана с объемным соотношением этих флюидов 50/50 % при давлении 11 МПа и температуре 24 °С. Исследовавшийся состав ВГС типичен для области максимальных гидродинамических сопротивлений при фильтрации смеси согласно широко известным данным измерения относительных фазовых проницаемостей (ОФП). Так, на графиках ОФП Г. Ботсета, Р. Викова, М. Леверетта для пород-коллекторов всех основных типов минимальным значениям суммарных проницаемостей ВГС, т.е. максимальным гидродинамическим сопротивлениям, соответствуют водонасыщенности от ~49 до ~73 %.

Фильтрация исследовалась на физических моделях пласта длиной  $L = 0,3$  м ( $k = 0,067$  мкм<sup>2</sup>) и 1 м ( $k = 0,055$  мкм<sup>2</sup>). Пористая среда

представляла несцементированный кварцевый песок. Подобного типа коллекторами представлены продуктивные пласты многих НГКМ. В образец пористой среды нагнетали поочередно воду и метан порциями по 0,01 об. пор, т.е. степень дисперсности смеси была достаточно высокой. Средний перепад давления при фильтрации смеси составлял в эксперименте на модели пласта длиной 0,3 м около 0,05 МПа, на модели пласта длиной 1,006 м – около 0,148 МПа.

Методика проведения эксперимента позволяла оценивать величины проницаемостей образца пористой среды дифференцированно для каждого компонента смеси, а также рассчитывать кажущиеся величины вязкостей для метана, воды и смеси в целом. Было установлено, что такая реологическая характеристика двухфазной водометановой смеси (ВМС), как «кажущаяся вязкость», оказывается многократно более высокой, чем рассчитанная по принципу аддитивности. Согласно экспериментальным данным была получена «вязкость» смеси, равная 4,4 мПа·с, при ожидавшейся 0,49 мПа·с.

Очевидно, что эффективность ВГС как нефтewытесняющего агента прямо определяется величиной кажущейся вязкости этого флюида. Следовательно, оценивать свойства флюида как агента для вытеснения нефти можно, измеряя гидродинамические сопротивления при фильтрации этого флюида в условиях исследуемой залежи. На практике это удобно делать, оценивая перепад давления  $\Delta P$  на модели пласта, свойства которой соответствуют свойствам натурального пласта-коллектора.

В качестве примера на рис. 2 приведен график  $\Delta P = \Delta P (S_e)$ , построенный таким способом с учетом зависимости  $\Delta P$  от суммарной проницаемости коллектора, представленного несцементированным песком. На график нанесена точка, отражающая один из результатов экспериментальных исследований (модель пласта длиной 1,006 м, проницаемость – 0,066 мкм<sup>2</sup>, содержание нефти в пористой среде модели – 20,5 %, вязкость нефти – 10,6 мПа·с, давление – 11 МПа, температура – 24 °С, линейная скорость фильтрации смеси ~ 0,2 м/сут).

Согласно графику исследованная экспериментальными методами ВГС с содержанием воды 50 % по своей реологической ха-

рактической близка к максимально эффективным смесям при возможном использовании ее в качестве нефтewытесняющего агента в условиях песчаного типа коллектора.

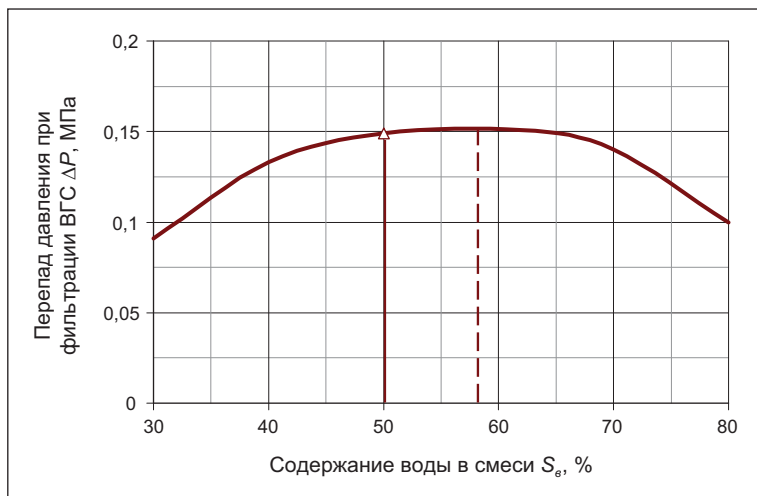


Рис. 2. Зависимость перепада давления  $\Delta P$  при фильтрации ВГС от содержания воды  $S_w$  в смеси для пористой среды, представленной несцементированным песком

С целью оценки эффективности исследованных флюидов при использовании их в качестве агентов для вытеснения вязких нефтей было проведено физическое моделирование процессов разработки нефтяной оторочки Тазовского НГКМ в предположении, что на натурном объекте разработки осуществлено предварительное отделение оторочки от газовой шапки и оторочка может эксплуатироваться как гидродинамически независимая залежь нефти [1, 3].

Алгоритм моделирования представляет естественную последовательность операций при обосновании способов разработки подгазовой оторочки нефти путем оценки методами физического эксперимента эффективности процессов разработки с использованием одно- и двухфазных флюидов как потенциальных агентов вытеснения нефти.

Физическое моделирование процессов вытеснения нефти осуществлялось с помощью компьютеризированных установок

двух- и трехфазной фильтрации фирм Temco, Inc. и TerraTek, Inc. (США), позволяющих с высокой точностью исследовать процессы фильтрации в пористой среде с близким к полному воспроизведением пластовых термобарических условий. Управление системами двух- и трехфазной фильтрации полностью автоматизировано. Системы работают под управлением программных пакетов, осуществляющих одновременно управление подающими насосами систем, сбор и запись всех параметров процесса, контроль безопасности по давлению и температуре систем, а также проводящих в автоматическом режиме расчет фазовых проницаемостей для газа и жидкости.

В отсутствие образцов пород-коллекторов объекта в качестве пористой среды использовали уплотненный кварцевый песок, предварительно тщательно проэкстрагированный и высушенный. Правомерность использования такого аналога в данном случае основана на том, что натурные пласты исследовавшегося объекта также представлены песчаными высокопроницаемыми породами, близкими по своим характеристикам к уплотненному кварцевому песку.

При изучении процесса разработки нефтяной оторочки в модели пласта задавали пластовые термобарические условия объекта: начальное давление и температуру – 11 МПа и 24 °С. Принимая во внимание весьма высокую вязкость нефти (до 60 мПа·с), при выборе способа разработки натурального объекта было обосновано предложение осуществлять предварительный прогрев нефтенасыщенной зоны путем нагнетания на ГНК перегретого пара. Поступая в пласт через систему горизонтальных скважин, пар будет конденсироваться с образованием водного барьера. Одновременно будет происходить прогрев нефти. Теплофизические исследования позволили рассчитать параметры процесса прогрева нефти (давление, темп нагнетания пара и общее его количество) до 70 °С. В этом случае вязкость нефти по сравнению с начальной пластовой температурой 24 °С снизится до ~ 20 мПа·с.

Подобные соображения позволили в лабораторных условиях исследовать процесс вытеснения нефти без применения теплового воздействия, используя нефть с вязкостью ~ 20 мПа·с при температуре 24 °С.



В качестве вытесняющих нефть агентов исследовали водный раствор ПАА и ВГС. Как уже указывалось выше, исследования зарубежных и отечественных ученых показали, что наибольший эффект при вытеснении нефти может быть достигнут в тех случаях, когда вязкость вытесняющего агента превышает вязкость нефти не менее чем в 1,5–2 раза. Поэтому в экспериментах использовали раствор ПАА, вязкость которого составляла  $\mu_a = 3 \cdot \mu_n$ , где  $\mu_n = 20$  мПа·с – вязкость нефти. В качестве альтернативного вытесняющего флюида в экспериментах использовали ВГС. Оптимальный состав смеси определили по результатам измерения перепадов давления  $\Delta P$  при одновременной фильтрации в модели пласта метана и воды по описанному выше критерию. Состав, при котором  $\Delta P$  максимален, можно было рассматривать в качестве «оптимального». Такая смесь могла быть наиболее эффективным вытеснителем нефти. Средняя «вязкость» двухфазной ВМС с соотношением объемов воды и газа 0,5/0,5 при 11 МПа и 24 °С в условиях нефтенасыщенной пористой среды превышала вязкость нефти в 1,5–2 раза.

Эксперименты по вытеснению нефти выполнены с использованием модели пласта длиной 100,6 см, при компоновке которой учли неоднородность натурального пласта-коллектора: пористая среда имела три слоя равной толщины, причем проницаемости слоев соотносились в пропорции 1/0,1/1, а проницаемость модели в целом составляла около 0,110 мкм<sup>2</sup>.

Гидродинамические характеристики процесса вытеснения нефти выдерживали согласно требованиям отраслевых стандартов для нефтегазодобывающей промышленности.

Результаты выполненных экспериментов представлены на рис. 3, 4. Вытеснение полимерным раствором позволило получить на модели пласта длиной 100,6 см допрорывный коэффициент вытеснения  $K_e = 36,2$  %, полный – 79,0 %. При вытеснении нефти ВМС получены допрорывный  $K_e = 45,8$  %, полный – 79,5 %. Эти достаточно высокие коэффициенты получены на неоднородных (слоистых) пористых средах, чем отчасти можно объяснить высокую долю нефти, добываемой после прорыва агента.

Проведенные для получения сравнительной информации опыты на аналогичных моделях пласта показали, что вытеснение

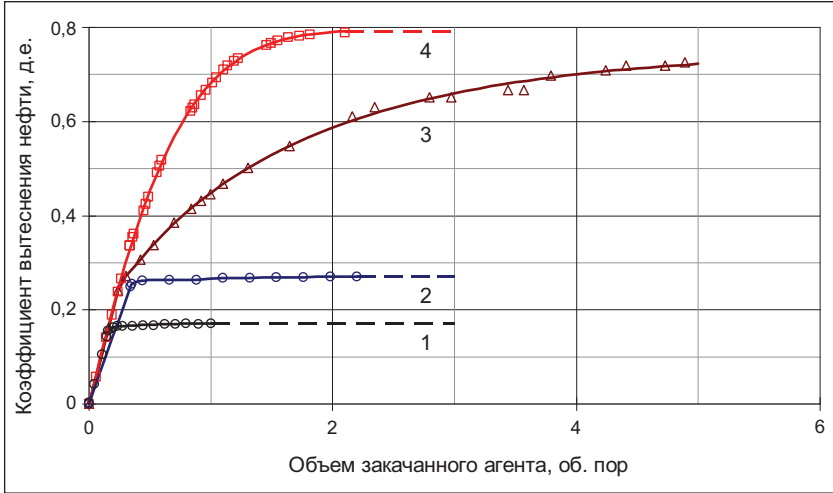


Рис. 3. Динамика коэффициентов вытеснения нефти ( $\mu_n = 20$  мПа·с) разными агентами при давлении 11 МПа и температуре 24 °С как функций закачанного объема агента: 1 - воды (вязкость агента  $\mu_a = 1$  мПа·с), модель пласта - 0,3 м; 2 - воды, модель пласта - 1 м; 3 - раствора ПАА ( $\mu_a = 60$  мПа·с), модель пласта - 0,3 м; 4 - раствора ПАА ( $\mu_a = 60$  мПа·с), модель пласта - 1 м

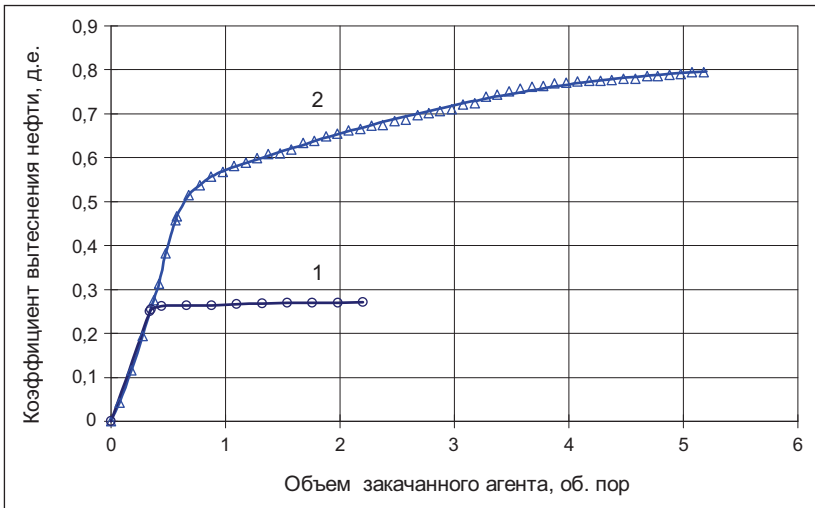


Рис. 4. Динамика коэффициентов вытеснения нефти ( $\mu_n = 20$  мПа·с) разными агентами при давлении 11 МПа и температуре 24 °С как функций закачанного объема агента: 1 - воды, модель пласта - 1 м; 2 - ВМС, модель пласта - 1 м

нефти вязкостью 10–20 мПа·с водой позволяет извлечь не более 17–18 % от начальных запасов нефти.

Таким образом, эксперименты показали, что водные растворы полимеров, обладающие вязкостью выше вязкости нефти в 3 раза, позволяют обеспечить в 2–3 раза более высокие  $K_g$ , чем вода, используемая в нефтепромысловой практике в качестве основного нефтевытесняющего агента.

ВГС с соотношением объемов воды и газа ~ 50/50 % являются эффективными агентами для вытеснения нефтей, в том числе с вязкостью выше 10 мПа·с. При моделировании процесса вытеснения нефти вязкостью 20 мПа·с с использованием модели слоисто-неоднородного пласта получены  $K_g$  до прорыва около ~ 45 %, полный – около 80 %.

В заключение стоит отметить следующее:

- на основе анализа нефтепромыслового опыта и результатов экспериментальных исследований сделан ряд выводов, определяющих условия повышения эффективности разработки подгазовых оторочек вязкой нефти;
- на основе результатов экспериментальных исследований установлено определяющее влияние степени дисперсности полимера (ПАА) в растворителе (воде) на стабильность вязкости разбавленного раствора полимера во времени, определены условия стабилизации вязкости водного раствора ПАА в качестве вытесняющего вязкую нефть агента, позволяющие на промысле готовить раствор со сроками хранения не менее года;
- определен критерий оперативного выбора оптимального состава двухфазной ВГС в качестве вытесняющего вязкую нефть агента, основанный на измерении гидродинамических сопротивлений смеси (перепада давления) при ее фильтрации в условиях, соответствующих условиям исследуемого объекта разработки;
- методами физического моделирования установлена высокая эффективность исследованных агентов вытеснения вязкой нефти – водных растворов ПАА низкой концентрации и ВМС с соотношением жидкой и газовой фаз, задаваемых по результатам измерения гидродинамических сопротивлений (перепада давления).

## Список литературы

1. *Рассохин А.С.* Экспериментальное обоснование методов подготовки агентов для вытеснения вязкой нефти: дис. канд. техн. наук: 25.00.17: защищена 11.11.09: утв. 12.02.10 / Рассохин Андрей Сергеевич. – М., 2009. – 105 с.
2. *Рассохин А.С.* Опыт экспериментальных исследований реологических свойств водного раствора полимера как вытесняющего нефть агента / А.С. Рассохин, А.Ф. Соколов, А.В. Сутырин // Вопросы строительства, эксплуатации и капитального ремонта скважин: сб. науч. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 2008. – С. 51–62.
3. *Рассохин А.С.* Оценка коэффициентов вытеснения вязкой нефти по результатам физического моделирования разработки продуктивного пласта / А.С. Рассохин, А.Ф. Соколов, С.Г. Рассохин и др. // Разработка месторождений углеводородов: сб. науч. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 2008. – С. 146–153.