

Гидродинамическое моделирование термохимического воздействия на низкопроницаемые керогеносодержащие коллекторы

М.Н. Кравченко¹, Н.Н. Диева^{1*}, А.Н. Лищук², А.В. Мурадов¹, В.Е. Вершинин³

¹Российский государственный университет нефти и газа (Научно-исследовательский университет) им. И.М. Губкина, Москва, Россия

²ООО «Управляющая компания «Группа ГМС», Москва, Россия

³Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

Работа посвящена анализу эффективности применения термохимического метода интенсификации притока углеводородов с применением бинарных смесей на основе аммиачной селитры при разработке низкопроницаемых коллекторов нетрадиционных углеводородов, представленных нефтематеринскими керогеносодержащими породами. Концепция исследования направлена на определение принципов воздействия на керогеносодержащие пласты и создание новых научно-методических и технологических решений повышения эффективности разработки месторождений указанных нетрадиционных запасов углеводородов. Обобщены и структурированы некоторые свойства нефтематеринских формаций, расположенных на территории РФ. Обобщены результаты исследований теплового воздействия на породы баженовской свиты.

Авторы представили принципы математического моделирования процессов теплового и химического воздействия, позволяющие учитывать геолого-гидродинамические особенности керогеносодержащих пород. Описали математическую модель термогазохимического воздействия (ТГХВ) с применением бинарных смесей. Приведены результаты расчета воздействия на месторождение с высоковязкими нефтями.

По результатам расчетов организации ТГХВ на низкопроницаемом коллекторе с высоковязкими нефтями получен положительный эффект. Поэтому авторы работы делают вывод о том, что метод ТГХВ, наряду с поиском других методов разработки керогеносодержащих коллекторов, можно считать перспективным и возможно более оптимальным по сравнению с применяемыми тепловыми и химическими методами.

Ключевые слова: нетрадиционные источники углеводородов, кероген, керогеносодержащие породы, термохимические методы, математическое моделирование, генерация углеводородов

Для цитирования: Кравченко М.Н., Диева Н.Н., Лищук А.Н., Мурадов А.В., Вершинин В.Е. (2018). Гидродинамическое моделирование термохимического воздействия на низкопроницаемые керогеносодержащие коллекторы. *Георесурсы*, 20(3), Ч.1, с. 178-185. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.178-185>

Специфические пласты, сейчас называемые баженовской свитой, известны уже почти 60 лет – в 1959 году упомянуты Ф.Г. Гурари в отношении Приобского месторождения, географически привязанного к пос. Баженово Саргатского района Омской области. В настоящее время на территории России около 70 месторождений относят к нефтегазоматеринским слоям баженовской свиты. Породы свиты географически находятся в Западной Сибири, залегают на глубине 2-3 тыс. метров и имеют толщину от 10 до 100 м. При этом сами эти слои характеризуются небольшим количеством подвижной нефти, низкими коллекторскими свойствами, обладая при этом довольно высоким содержанием органического вещества – керогена (около 14%, по (Делия, 2015); 5-40 % по (Кузьмин, 2015)), а также аномально высокими пластовыми давлениями, превышающими в 1,5-2 раза нормальные уровни гидростатических давлений (Тарасова, 2012) и температурами, значения которых находятся в интервале от 100-134 °С. Сами баженовские слои считались покрывкой более продуктивных пластов и в плане эксплуатации считались неэффективными. В последние 20 лет в связи с развитием

новых технологий и успехом разработки «сланцевой нефти» (нефти малопроницаемых плотных пород) в США и битуминозных песков в Канаде, разработка пластов баженовской свиты уже не считается бесперспективной. Однако сложное геологическое строение, выраженная неоднородность слоев, обладающих разным минеральным составом, проницаемостью (вплоть до непроницаемых), делает каждый участок по сути уникальным в плане выбора метода разработки. Наличие нерегулярных глинистых прослоев (в основном смешанные образования гидрослюды) дает существенную анизотропию пластов, при этом связь глинистости и процентное содержание керогена не имеют корреляционной связи (Кузьмин, 2015). Сложность строения баженовских пластов также обусловлена наличием, так называемой, двойной пористости – открытой пористости и трещиноватости «заполненной» свободными подвижными углеводородами и аномально низкой пористости собственно керогеновой матрицы. Обычно полагают, что пористость и проницаемость керогена столь мала, что обычно матрица принимается непроницаемой. Однако последние исследования показывают зависимость, как открытой пористости керна, так и пористости керогена от термической зрелости керогена, которая существенно различается по разным участкам (Гильманов, 2015).

Месторождения баженовской свиты, имеющие в

* Ответственный автор: Нина Николаевна Диева
E-mail: ninadieva@bk.ru

твердой структурной матрице кероген, условно относят к группе, так называемых нетрадиционных месторождений и даже объединяют в общую подгруппу сланцевых нефтяных месторождений. Хотя принципиально, это совсем другой тип углеводородов (тип керогена), чем аналогично называемые месторождения, например в США. Их роднят только малые значения фильтрационно-емкостных параметров и сложность разработки.

Сейчас изучению месторождений «российской сланцевой нефти» посвящено множество работ теоретического характера, хотя, безусловно, интерес к изучению керогена в России имеет уже довольно продолжительную историю, при этом установлено следующее. Добывать углеводороды из этих слоев обычными методами малопродуктивно, но лабораторные эксперименты показывают возможность активировать генерацию подвижных углеводородов из твердого керогена при определенных условиях: температуры порядка $T=300^{\circ}\text{C}$ позволяют запустить механизм генерации, а при уровнях температур выше $T=700^{\circ}\text{C}$ можно ожидать генерации подвижных углеводородов фактически в режиме реального времени.

При этом нужно отметить, что чрезвычайно трудно перенести лабораторные методики на практику разработки реальных месторождений. Немаловажным фактором тут является многообразие геологического строения, условий залегания, пластовых условий для различных месторождений, содержащих кероген. Кроме баженновской свиты на территории России расположено еще несколько нефтематеринских свит. На северо-востоке Сибирской платформы располагается куонамская свита, сложенная переслаиванием мергелей и аргиллитов содержанием органического вещества от 0,1-19,5% (Зуева, 2012). Ресурсы нефти куонамской свиты составляют от 700 млн. т по данным ВНИГНИ (2011 г.) до 15000 млн. т по данным СНИИГГиМС (2017 г.). На большой площади восточной части Восточно-Европейской платформы находится наиболее изученная доманиковская свита, с содержанием керогена порядка 5%, на территории которой выявлено около 10 нефтяных месторождений с суммарным объемом извлекаемых запасов нефти около 27 млн. т. (Прищепа, 2014). Добыча не ведется. В районах Предкавказья и Северного Кавказа распространена хадумская свита, которая частично имеет участки нефтематеринской породы с содержанием органических веществ в среднем около 2%. Мощность отложений меняется от 25 до 90 м. (Егоян, 1069). По данным компании «Роснефть» открытые запасы нефти хадумской свиты оцениваются около 11 млн. т, и добыча практически не ведется. Также в Предкавказье на глубинах свыше 5 км располагается кумский горизонт, содержащий сапропелевое органическое вещество в концентрациях 0,5-5% (Дистанова, 2007). Нефтяные скопления данной свиты прогнозируют в Крымско-Кавказском регионе, в том числе Туапсинском прогибе, малоизученном с геохимической точки зрения. Пиленгская свита миоценового возраста мощностью от 100 до 500 м и более – основной продуктивный горизонт на Северном Сахалине (Гладенков, 2002). На территории юго-востока Сибирской платформы распространена малгинская свита среднего рифея. Содержание органического вещества в породах изменяется от 0,04 до 12,69%, среднее значение равно 4,37% (Дахнова, 2013).

В таблице 1 отражены основные свойства описанных залежей – данные о расположении свит, типе слагаемых пород, приблизительном возрасте, толщине пород, пластовой температуре и доле органического вещества.

Создание эффективной методики добычи углеводородов из описываемых пластов в большей степени связывают с возможностью активировать генерацию подвижных углеводородных фракций из керогеновой матрицы непосредственно в пласте. Вопросу генерации углеводородов из керогена посвящено множество теоретических и экспериментальных работ. Авторы отмечают, что, кроме повышенной температуры, для достижения процесса внутрипластового преобразования керогена в подвижные углеводороды большое значение имеют иные факторы: наличие в структуре порового пространства системы трещин, обеспечивающей пути миграции образующихся продуктов разложения керогена (Коровина и др., 2014), присутствие катализаторов, одноосное геостатическое давление (Нестеров, 1993), вода (Воробьев, 2007), водород (Каюкова, 2011), минеральная составляющая породы (Кокорев, 2010) и другие.

Большинство исследователей сходятся на применении тепловых методов воздействия керогеносодержащие породы. Обобщая результаты исследований теплового воздействия на керогеносодержащие породы, необходимо указать следующие выявленные при этом внутрипластовые процессы: появление подвижности битумных компонентов флюидов (снижение вязкости), изначально насыщающих пласт; генерация дополнительных подвижных углеводородов из керогеновой матрицы породы, а также связанные с этим процессом увеличение пористости и образование дополнительной трещиноватости. Интенсивность протекания перечисленных процессов зависит не только от термобарического состояния пластовой системы, но и от ряда частных факторов, индивидуализирующих конкретный участок, например, наличия зон аномальных разрезов (перемежающихся слоев), состава скелета породы (соотношения битуминозных аргиллитов и песчано-алевритовых слоев, доломитизированных песчаников, сланцев и т.д.), присутствия в поровом пространстве связанной воды. Трудности изучения месторождений обусловлены хрупкостью пород, разрушением зерна при отборе, изменением фильтрационно-емкостных свойств во внепластовых условиях.

Актуальным вопросом также остается вопрос кинетики перехода керогена в подвижное состояние. Наибольшее число экспериментов посвящено пиролизическому разложению (метод Rock-Eval), который дает возможность определить выход различных компонентов при определенном уровне температур: при температуре 100°C выделяются свободные газы от C1 до C4, при температуре равной 300°C первый пик S1 – характеризует переход в газовую фазу жидких углеводородов C5 – C7 и части асфальтенов, второй пик S2 регистрируется при $T=600-850^{\circ}\text{C}$ с выделением смолисто-асфальтеновых веществ и керогена, следующие пики S3 и S4 отвечают выделению CO и CO₂ за счет сгорания остаточного углерода. При этом именно пик S1 характеризует долю керогена, перешедшего в подвижное состояние, а S2 – ту часть, которая осталась в твердом состоянии (нереализованный потенциал). Сумма S1+S2 собственно и называется генерационный потенциалом и

Свита	Расположение	Тип слагаемых пород	Возраст	Толщина, м	Площадь, км ²	Доля C _{орг}	Темп. пласта
Баженовская	Западная Сибирь	карбонатно-глинисто-кремнистые отложения	Поздняя юра	20-60	>1 млн.	14%	80-140°C
Кумская	Предкавказье	Мергели, глины, битуминозные сланцы, содержащие крупные чешуи рыб	Эоцен	40-60	40-50 тыс.	0,5-5%	82-100°C
Хадумская	Предкавказье	глины с прослоями мергелей и алевролитов	Олигоцен	25-90	450 тыс.	5%	40-180°C
Доманиковская	Восточно-Европейская часть России	глинисто-карбонатные породы	Поздний девон	20-100	400 тыс.	Доманикоиды (0,5-5%), Доманикиты (5-25%)	30 °С
Куонамская	Восточная Сибирь	доманикиты, известковисто-глинистые и известковисто-кремнистые сланцы, мергели, глинистые известняки	Ранний кембрий	20-70	114 тыс.	0,1-19%	Н/д
Пиленгская	Северный Сахалин	тонкое переслаивание пелитоморфных кремнистых и глинисто-кремнистых пород с прослоями туфов, песчаников и алевролитов	Миоцен	100-500	20-30 тыс.	0,3-2,9%	Н/д
Малгинская	Юго-восток Сибири	Пестроцветные тонкоплитчатые известняки, переходящие в серые, местами битуминозные известняки	Палеозой	100-400	30-40 тыс.	0,04-12,69%	Н/д

Табл. 1. Основные нефтематеринские формации России

отражает свойство созревания нефтематеринских пород различных месторождений. На основе этой методики производят классификацию нефтематеринских пород по генерационной способности. Однако таким методом невозможно получить динамические связи между параметрами процесса. В работе (Гайдук, 2009) предложен новый подход к описанию кинетики, позволяющий рассчитывать термодинамические характеристики не отдельных компонентов, а керогена в целом и на этой основе рассчитывать термодинамику любых стадий катагенеза керогена.

Процесс разложения и преобразования керогена приводит к изменениям структуры породы. Этот факт накладывает необходимость применения в модели керогеносодержащего пласта функциональных взаимозависимостей таких параметров, как пористость, проницаемость и количество дополнительных подвижных углеводородов. Наиболее известной и часто используемой функцией, связывающей пористость и проницаемость, является формула Козени-Кармана. Однако особенность керогеносодержащих пород в виде их низкой проницаемости и склонности к растрескиванию при термическом воздействии не позволяет применять последнюю зависимость, а требует дополнительного уточнения способа описания значительного увеличения проницаемости при небольшом изменении пористости.

При малых значениях пористости линейная функция Козени-Кармана может заменяться экспоненциальной зависимостью падения проницаемости от пористости. Для баженовских пластов изучение ядерного материала показало нерегулярность функциональной зависимости пористость – проницаемость (Кузьмин, 2015). Отсутствие корреляционной связи объясняется широким диапазоном фракционного состава, объемной плотности и хаотичной трещиноватости и кавернозности. Выбор метода воздействия на керогеносодержащие пласты в настоящее время остается открытым. В работах (Диева, 2015; Кравченко, 2016; Кравченко, 2018) дан подробный обзор подходов к практической реализации проектов разработки месторождений, содержащих кероген.

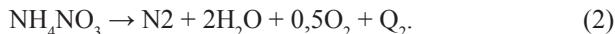
В работах авторов показано, что уровни температур, необходимые для активной генерации углеводородов из керогеновой матрицы можно эффективно и безопасно для добычного оборудования получить за счет разложения в пласте растворов взрывчатых веществ (ВВ). Основы технологии термогазохимического воздействия (ТГХВ) на основе водных растворов ВВ разработаны более 15 лет назад (Александров, 2004) и существенно модифицированы в последнее время (Александров, 2016; Вершинин, 2016). Суть метода ТГХВ заключается в закачке в пласт раствора ВВ и стимулирование ВВ к разложению. Авторы

методики предложили использовать с этой целью насыщенный водный раствор бинарной смеси (БС) – нитрата аммония в смеси с нитритом натрия. Схематично реакции взаимодействия растворов можно представить в следующем виде (Мельников, 1987):



В результате этой реакции выделяется теплота 4688 кДж на один килограмм селитры.

При температуре выше 200 °С в присутствии ионов хлора происходит термическое разложение селитры:



В реакции (2) выделяется 2650 кДж на один килограмм селитры (Мельников, 1987). Выделившийся кислород и теплота, инициирует реакции окисления остаточной нефти в пласте:



Реакция (3) также идет с выделением тепла, которое оценивается в размере 2380 кДж на 1 кг селитры в сумме по всей цепочке реакций (Александров, 2007). Суммарное тепловыделение в результате всех реакций растворов бинарной смеси лежит в диапазоне от 4688 до 5030 кДж тепла в пересчете на килограмм селитры.

Достижимая в зоне реакции температура будет зависеть от концентрации селитры, остаточной нефтенасыщенности, скорости закачки и внешних условий. На рис. 1 приведены результаты лабораторных исследований температур, достигаемых при разложении бинарной смеси при различных концентрациях ВВ в воде (выполнены в АО «ГосНИИ «КРИСТАЛЛ»).

Численное моделирование процесса нагревания пласта в околоскважинной области при различных объемах закачки БС показало, что достигаемые уровни температур зависят от концентрации селитры в БС, водонасыщенности раствора, остаточной нефтенасыщенности, скорости закачки и внешних условий. На рис. 2 приведены расчетные уровни температур на разных расстояниях от скважины в зависимости от объема закачки ВВ (в тоннах).

Как следует из рис. 1 и 2 закачка ВВ позволяет достичь пластовых температур, достаточных для инициации реакции разложения керогена. Изменяя содержание солей в растворе и объемов закачиваемых растворов БС можно добиться необходимых уровней температуры в околоскважинной области.

Технология закачки БС представляется наиболее безопасной в сравнении с иными ВВ, за счет регулирования энергетической составляющей реакции разложения нитрата аммония путем подбора соответствующей концентрации ВВ в водном растворе и специальных замедлителей химических реакций. Методика с успехом используется на нефтяных месторождениях на поздней стадии разработки. Подробности описания метода закачки на основе смесей нитрата аммония, разложение которых в пласте приводит к повышению температуры за счет экзотермической реакции разложения ВВ, снижению вязкости флюида и повышению нефтеотдачи подробно описаны в работах (Вольпин, 2014; Кравченко, 2018; Вершинин, 2018). Данная технология позволяет создать в пласте зону высоких температур уровнем до 500°С, собственно необходимых для генерации жидких углеводородов из керогена. В работе (Кравченко, 2016)

обоснована возможность эффективного применения термозохимического воздействия на керогеносодержащие породы баженновской свиты.

На данном этапе теоретического исследования авторами учтено многообразие лабораторных и промышленных экспериментов с керогеном, керновым материалом керогеносодержащих пластов и создана математическая модель, позволяющая численно оценить характер такого воздействия на нетрадиционные низкопроницаемые коллектора, в том числе керогеносодержащие. Модель позволяет учесть с учетом выделение тепла в зоне разложения ВВ, изменение термобарических параметров, трансформации самого коллектора за счет изменения его структуры, в том числе при разложении твердой фазы (керогена) с выделением дополнительных подвижных углеводородов. На рис. 3 схематично приведен элемент расчетной трехмерной области, моделирующей область насыщенного коллектора, ограниченного непроницаемыми кровлей и подошвой. На рисунке показаны области последовательной закачки различных фракций рабочих жидкостей в процесс организации ТГХВ и формирование зоны реакции при разложении ВВ.

Математическое моделирование процессов ТГХВ проводится в несколько этапов. На первом этапе моделирования данного процесса просчитывается задача прокачки необходимых объемов реагирующих и буферных веществ, согласно регламенту технологии ГИС на конкретном месторождении и скважине кандидате. Анализ полей распределения насыщенностей фаз позволяет установить время и место истончения зоны буферной воды, разделяющей реагирующие вещества и, соответственно, расположение зоны реакции химических реагентов, и толщину зоны взаимодействия реагирующих веществ (Рис. 3). Далее приведены некоторые результаты расчетов, описывающих организацию ТГХВ в цилиндрическом пласте толщиной 25 метров по

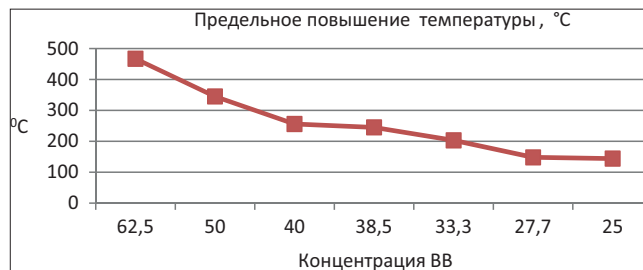


Рис. 1. Уровень повышения температуры при разложении БС $\text{NH}_4\text{NO}_3/\text{NaNO}_2$

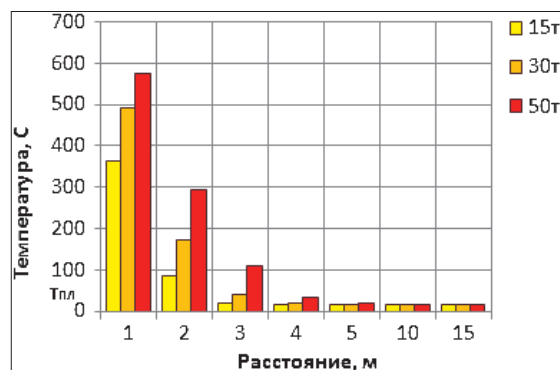


Рис. 2. Расчетные уровни достигаемых в призабойной зоне температур при различных объемах закачки БС $\text{NH}_4\text{NO}_3/\text{NaNO}_2$

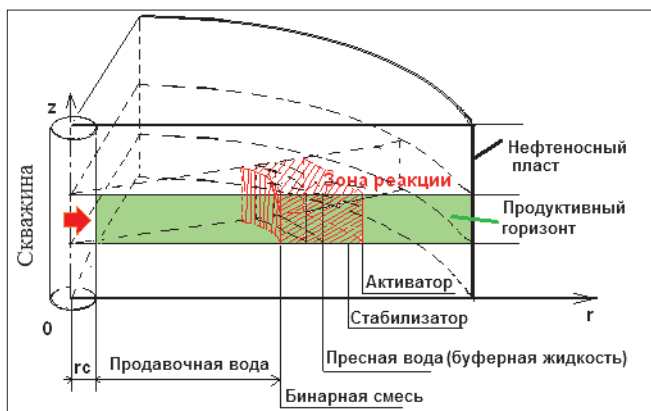


Рис. 3. Схема расчетной области в призабойной зоне скважины при последовательной подаче реагентов и формировании зоны реакции

регламенту, предполагающему закачку бинарной смеси объемом 20 м³ и следующей за ней продавочной воды в объеме 170 м³. При данных условиях удаленность зоны реакции от ствола скважины 2,5 метра.

Следующий этап моделирования описывает процесс развития этой реакции, в виде повышения давления и температуры в узкой области окружающей скважину и удаленной от нее на расстояние, вычисленное на предыдущем шаге. Интенсивность реакции, определяющая уровни возникающих температур и давлений, зависит от объемов закачки реагирующих веществ, а также концентрации солей в их составе. Исследования показали, что при использовании растворов с концентрацией солей порядка 10% максимальная температура в зоне реакции не поднимается выше 100°C, а применение солей концентрацией порядка 60% приводит к повышению температуры выше 400°C, при этом скачек давления за счет разложения БС и выделения газов достигает 800 атм. в зоне реакции, интенсивность волны падает по мере «растекания» от зоны реакции. На рис. 4 приведен график от времени изменения давлений на скважине при выходе волны «взрывного»

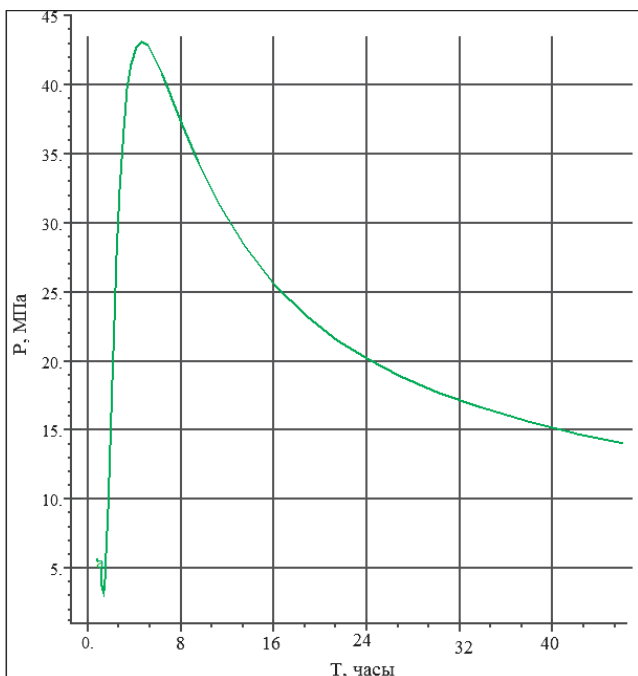


Рис. 4. Динамика изменения давления на забое скважины с момента начала реакции разложения БС

давления к скважине. При удаленности реакции от скважины на 2,5 метра (при 60 % концентрации ВВ) на забой приходит импульс давления величиной 440 атм. примерно через 2,5 часа.

На третьей стадии моделирования рассчитывается процесс добычи из разогретого пласта, отслеживается изменение со временем распределения температуры, давления в призабойной зоне скважины, продвижение фронтов фаз, изменение пористости и проницаемости. В зонах пласта, где давление повышалось выше 300 атм. изменялась пористость и проницаемость, вызванная образованием системы мелких трещин. Распространение теплового фронта от зоны взаимодействия реагирующих веществ ТГХВ показали прогрев пласта выше 80 °С на глубину 10 метров от скважины в течение недели.

Выводы

Методы ТГХВ, апробируемые на традиционных месторождениях за последние 10 лет, показали хороший эффект в виде продолжительного повышения притока на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки.

В зависимости от объемов закачиваемых ВВ и концентрации твердых ВВ в водном растворе возможно изменение термодинамических параметров (температуры и давления) в зоне реакции, за счет изменения общего уровня энерговыделения.

Использование замедлителей реакции, поставляемых перед или вместе с водным раствором ВВ, позволяет задержать развитие реакции на требуемый промежуток времени, необходимый для отнесения зоны реакции от ствола скважины подачей объемов продавочных жидкостей, что дает возможность проводить процесс в безопасном для скважины режиме.

Повышение концентрации ВВ (более 60%) в водном растворе дает возможность получить в зоне реакции температуры выше 400 °С, достаточные для активации процесса генерации дополнительных углеводородов из керогена, что свидетельствует о перспективности применения метода ТГХВ на керогеносодержащих месторождениях.

Процесс генерации подвижных углеводородов из керогена в модели инициируется при достижении в пласте температуры не ниже 300 °С, однако в отсутствии конкретных промысловых данных по разложению керогена данный процесс в расчете не рассматривался, но проводилась оценка возможности его генерации при различных протоколах испытаний.

Как известно в 2015 году «Научно-аналитический центр рационального недропользования имени В.И. Шпильмана» совместно с Минприроды анонсировали создание научного полигон «Баженовский» в Сургутском регионе от Ханты-Мансийского округа (Кузьмин, 2015). Анонсированный перечень работ касается лабораторного анализа кернового материала и геофизических исследований. По результатам работы уже представлены значения пористостей (5-30%) и проницаемостей (0,001-1 мД) для различных участков. Результаты исследований могли бы стать базой для создания адаптированных математических моделей, на основе которых возможно проводить оптимизацию процессов разработки керогеносодержащих пластов.

Литература

- Александров Е.Н., Леменовский Д.А., Петрищев В.Ф. (2004). Способ и устройство для термохимической обработки продуктивного пласта. *Патент РФ*, № 2224103.
- Александров Е.Н., Кузнецов Н.М. (2007). Широкомасштабное нагревание нефтеносного пласта и оптимизация режима добычи жидких углеводородов. *Каротажник*, 4, с. 113-127.
- Александров Е.Н., Кузнецов Н.М., Козлов С.Н., Серкин Ю.Г., Низова Е.Е. (2016). Добыча трудноизвлекаемых и неизвлекаемых запасов нефти с помощью технологии бинарных смесей. *Георесурсы*, 18(3-1), с. 154-159.
- Вершинин В.Е., Вершинина М.В., Заволжский В.Б., Ганькин Ю.А., Идиятуллин Р.А., Соснин В.А., Зимин А.С., Лишук А.Н. (2016). Кинетика химических реакций при термогазохимическом воздействии на призабойную зону водными растворами бинарных смесей. *Нефтяное хозяйство*, 12, с. 114-117.
- Вершинин В.Е., Варавва А.И., Татосов А.В., Лишук А.Н. (2018). Оценка теплового эффекта обработки призабойной зоны пласта энергоемкими бинарными смесями. *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 5.
- Вольпин С.Г., Смирнов Н.Н., Кравченко М.Н., Диева Н.Н., Корнаева Д.А., Саитгареев А.Р. (2014). Перспективы применения волновой технологии термогазохимического воздействия для повышения нефтеотдачи пластов. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 62-66.
- Воробьев А.Е., Гладуш А., Чекушина Т. (2007). Основные факторы промышленного синтеза техногенной нефти в литосферных реакторах. *Технологии ТЭК*, 5, с. 80-88.
- Гайдук В.В. (2009). Термодинамика катагенеза керогена. *Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»*, 1, с. 10-14.
- Гильманов Я.И. (2015). Новые подходы к изучению керона баженовской и абалакской свит Западной Сибири. *Материалы совещания «Технологии отбора и комплексные исследования керона баженовско-абалакских свит Западной Сибири*. <http://www.crru.ru/bazhenov.html>
- Гладенков Ю.Б. (2002). Кайнозой Сахалина и его нефтегазоносность. Отв. ред. Гладенков Ю.Б. Москва: ГЕОС, 255 с.
- Дахнова М.В., Жеглова Т.П., Можегова С.В. (2013). Геохимия органического вещества нефтематеринских отложений рифея, венда и кембрия востока Сибирской платформы. *Нефтегазогеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса Востока России: сб. материалов*, Санкт-Петербург: ФГУП «ВНИГРИ», с. 70-77.
- Делия С.В., Драндусов К.А., Карпов В.Б., Мамаев Д.А. (2015). РИТЭК: опыт опейсования, разведки, подсчета запасов и разработки отложений баженовской свиты. *Неорепользование XXI век*, 1(51), с. 80-83.
- Диева Н.Н., Евтюхин А.В., Кравченко М.Н., Дмитриев Н.М. (2013). Перспективы разработки месторождений сланцевого газа методами волнового воздействия. *Газовая промышленность*, S692, с. 39-42.
- Диева Н.Н. (2015). Гидродинамическое моделирование термохимического воздействия на пласты трудноизвлекаемых углеводородов. Дис. канд. техн. наук, Москва, 113 с.
- Дистанова Л.Р. (2007). Условия формирования нефтематеринского потенциала эоценовых отложений бассейнов Крымско-Кавказского региона. *Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология*, 3, с. 59-64.
- Егоин В.И. (1969). Геология и нефтегазоносность Западной Кубани и Предкавказья. Москва, 167 с.
- Зуева И.Н., Каширцев В.А., Чалая О.Н. (2012). Высокоуглеродистые породы куонамской горючсланцевой формации как источник комплексного минерального сырья. *Наука и образование*, 2, с. 5-10.
- Каюкова Г.П., Киямова А.М., Косачев И.П., Ситдикова Л.М., Романов Г.В. (2013). Состав продуктов гидротермальной деструкции органического вещества доманиковых пород. *Нетрадиционные ресурсы углеводородов: распространение, генезис, прогнозы, перспективы развития: Материалы Всероссийской конференции*, Москва: ГЕОС, с. 91-94.
- Коровина Т.А., Кропотова Е.П., Гульятев С.В., Крицкий И.Л., Шадрин С.В. (2014). Генетические аспекты формирования баженовской свиты и критерии прогноза ее промышленной продуктивности. *Георесурсы, геознергетика, геополитика*, 2(10), с. 11.
- Кравченко М.Н., Дмитриев Н.М., Мурадов А.В., Диева Н.Н., Герасимов В.В. (2016). Инновационные методы разработки керогеносодержащих коллекторов, стимулирующие нефтегенерационный потенциал. *Георесурсы*, 18(4-2), с. 330-336.
- Кравченко М.Н., Мурадов А.В., Диева Н.Н., Перехожев Ф.А. (2018). ВПГ и ТГХВ на пластах баженовской свиты. Сравнительный

анализ применения методов на базе математического моделирования. *Neftegaz.RU*, 3, с. 62-69.

Кузьмин Ю.А. (2015). Комплекс исследований керона для обоснования подсчетных параметров. *Материалы совещания «Технологии отбора и комплексные исследования керона баженовско-абалакских свит Западной Сибири*. <http://www.crru.ru/bazhenov.html>

Мельников Е.Я. (1987). Справочник азотчика, Москва: Химия, 464 с.

Нестеров И.И., Симоненко Б.Ф., Ларская Е.С., Калинин М.К., Рыльков А.В. (1993). Влияние геостатического давления на образование углеводородных флюидов в процессе термокатализа ОВ (по экспериментальным данным). *Геология нефти и газа*, 12, с. 22-25.

Прищела О.М., Суханов А.А., Макарова И.Р. (2014). Подходы к оценке доманиковых отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции как нетрадиционных источников углеводородов. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 9(4), с. 6. http://www.ngtp.ru/tub/12/46_2014.pdf

Тарасова Е.В., Чебанов С.Н., Яхшибеков Ф.Р. (2012). Особенности распределения поровых давлений в битуминозных аргиллитах баженовской свиты (верхнеюрские отложения, пласт ЮС0) на Ай-Пимском месторождении. *Каротажник*, 10, с. 41-53.

Благодарность

Работа выполнена при поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации в рамках реализации проекта по Постановлению Правительства № 218 от 9 апреля 2010 г., по договору № 02. G 25.31.0180 от 01.12.2015 г. АО «Сибнефтемаш» совместно с ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет».

Сведения об авторах

Марина Николаевна Кравченко – канд. физ.-мат. наук, доцент

Российский государственный университет нефти и газа (Научно-исследовательский университет) им. И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, Ленинский пр., 65, к.1

Нина Николаевна Диева – канд. тех. наук, старший преподаватель

Российский государственный университет нефти и газа (Научно-исследовательский университет) им. И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, Ленинский пр., 65, к.1

E-mail: ninadieva@bk.ru

Александр Николаевич Лишук – директор по НИОКР ООО «УК «Группа ГМС»

Россия, 125047, Москва, ул. Чайнова, 7

Александр Владимирович Мурадов – профессор, доктор тех. наук

Российский государственный университет нефти и газа (Научно-исследовательский университет) имени И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, Ленинский пр., 65, к.1.

Владимир Евгеньевич Вершинин – старший преподаватель

Тюменский государственный университет

Россия, 625003, Тюмень, ул. Володарского, 6

Статья поступила в редакцию 04.08.2018;
Принята к публикации 16.08.2018; Опубликована 30.08.2018

Hydrodynamic modeling of thermochemical treatment of low permeable kerogen-containing reservoirs

M.N. Kravchenko¹, N.N. Dieva^{1*}, A.N. Lishchuk², A.V. Muradov¹, V.E. Vershinin³

¹Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russian Federation

²HMS Group Management Company LLC, Moscow, Russian Federation

³Tyumen State University, Tyumen, Russian Federation

*Corresponding author: Nina N. Dieva, e-mail: ninadieva@bk.ru

Abstract. The work is devoted to the effectiveness analysis of thermochemical method of intensifying the hydrocarbons inflow using binary mixtures based on ammonium nitrate in the development of low-permeability reservoirs of unconventional hydrocarbons represented by petroleum-derived kerogen-bearing rocks. The concept of the research is aimed at determining the principles of treating kerogen-bearing layers and the creation of new scientific, methodological and technological solutions to increase the efficiency of developing deposits of these unconventional hydrocarbon reserves. Some properties of oil source formations located on the territory of the Russian Federation are generalized and structured. The results of investigations of the thermal treatment on rocks of the Bazhenov formation are generalized.

The authors present the principles of mathematical modeling of thermal and chemical processes, allowing to take into account the geological and hydrodynamic features of kerogen-containing rocks. We have described a mathematical model of the thermogas chemical treatment with the use of binary mixtures. The calculation results of the treating the field with highly viscous oil are given.

Based on the calculation results of thermal-gas-chemical treatment (TGCT) of low-permeable reservoir with highly viscous oil, a positive effect was obtained. Therefore, the authors conclude that the TGCT method, along with the search for other methods for the development of kerogen-containing reservoirs, can be considered promising and possibly more optimal than the thermal and chemical methods used.

Keywords: unconventional sources of hydrocarbons, kerogen, kerogen-containing rocks, thermochemical methods, mathematical modeling, generation of hydrocarbons

Recommended citation: Kravchenko M.N., Dieva N.N., Lishchuk A.N., Muradov A.V., Vershinin V.E. (2018). Hydrodynamic modeling of thermochemical treatment of low permeable kerogen-containing reservoirs. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 1, pp. 178-185. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.178-185>

References

- Aleksandrov E.N., Kuznetsov N.M. (2007). Broad-scale heat of productive deposit and optimization of oil production. *Karotazhnik = Well Logger*, 4, pp. 113-127. (In Russ.)
- Aleksandrov E.N., Kuznetsov N.M., Kozlov S.N., Serkin Yu.G., Nizova E.E. (2016). Production of Hard-to-recover and Non-recoverable Oil Reserves by means of Binary Mixtures Technology. *Georesursy = Georesources*, 18(3. -1), pp. 154-159. DOI: 10.18599/grs.18.3.2
- Aleksandrov E.N., Lemenovskii D.A., Petrishchev V.F. (2004). Method and device for thermochemical treatment of a productive formation. *Patent RF*, No. 2224103. (In Russ.)
- Dakhnova M.V., Zheglova T.P., Mozhegova S.V. (2013). Geochemistry of the organic matter of the oil deposits of Riphean, Vendian and Cambrian

east of the Siberian platform. *Neftegazogeologicheskii prognoz i perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa Vostoka Rossii: sb. Materialov* [Oil and gas geological forecast and development prospects of the oil and gas complex of the East of Russia: Proc.Conf.], St.Petersburg: FGUP «VNIGRI», pp. 70-77. (In Russ.)

Deliya S.V., Drandusov K.A., Karpov V.B., Mamaev D.A. (2015). RITEK: experience of prospecting, exploration, calculation of reserves and development of sediments of the Bazhenov suite. *Nedropol'zovanie XXI vek*, 1(51), pp. 80-83. (In Russ.)

Dieva N.N. (2015). Hydrodynamic modeling of thermochemical impact on layers with hard-to-recover hydrocarbons. *Dis. kand. tekhn. nauk* [Dis. cand. engin. sci.], Moscow, 113 p. (In Russ.)

Dieva N.N., Evtyukhin A.V., Kravchenko M.N., Dmitriev N.M. (2013). Prospects for the development of shale gas deposits by the methods of wave action. *Gazovaya promyshlennost' = Gas industry*, S692, pp. 39-42. (In Russ.)

Distanova L.R. (2007). Usloviya formirovaniya neftematerinskogo potentsiala etsenovyykh otlozhenii basseinov Krymsko-Kavkazskogo regiona [Formation conditions of the Eocene sediments oil potential in the basins Crimean-Caucasian region basins]. *Vestn. Mosk. un-ta. Ser. 4. Geologiya*, 3, pp. 59-64. (In Russ.)

Egoyan B.JI. (1969). Geology and oil and gas content of the Western Kuban and Precaucasia. Moscow, 167 p. (In Russ.)

Gaiduk V.V. (2009). Thermodynamics of kerogen katagenesis. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO «NK «ROSNEFT»*, 1, pp. 10-14. (In Russ.)

Gil'manov Ya.I. (2015). New approaches to the study of Bazhenov and Abalak formations core of Western Siberia. *Materialy soveshchaniya «Tekhnologii otbora i kompleksnye issledovaniya kerna bazhenovsko-abalaksikh svit Zapadnoi Sibiri* [Proc. meeting "Selection Technologies and Complex Core Studies of Bazhenov-Abalak Formations in Western Siberia]. <http://www.crru.ru/bazhenov.html> (In Russ.)

Gladenkov Yu.B. (2002). Cenozoic of the Sakhalin and its oil and gas potential. Moscow: GEOS, 255 p. (In Russ.)

Kayukova G.P., Kiyamova A.M., Kosachev I.P. et al. (2013). Composition of the products of organic matter hydrothermal degradation of Domanik rocks. *Sb. Netraditsionnye resursy uglevodородov: rasprostranenie, genezis, prognozy, perspektivy razvitiya* [Unconventional hydrocarbon resources: distribution, genesis, forecasts, prospects of development: Coll. papers]. Moscow: GEOS Publ., pp. 91-94. (In Russ.)

Korovina T.A., Kropotova E.P., Gul'tyaev S.V., Kritskii I.L., Shadrina S.V. (2014). Genetic aspects of the formation of the Bazhenov suite and the criteria for forecasting its industrial productivity. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika*, 2(10), pp. 11. (In Russ.)

Kravchenko M.N., Dmitriev N.M., Muradov A.V., Dieva N.N., Gerasimov V.V. (2016). Innovative Development Methods of Kerogen-Bearing Reservoirs that Promote Oil Generating Potential. *Georesursy = Georesources*, 18(4-2), pp. 330-336. DOI: 10.18599/grs.18.4.12

Kravchenko M.N., Muradov A.V., Dieva N.N., Perekhozhev F.A. (2018). VPG and THC in the beds of the Bazhenov suite. Comparative analysis of the application of methods based on mathematical modeling. *Neftegaz.RU*, 3, pp. 62-69. (In Russ.)

Kuz'min Yu.A. (2015). Complex of core studies to justify the counting parameters. *Materialy soveshchaniya «Tekhnologii otbora i kompleksnye issledovaniya kerna bazhenovsko-abalaksikh svit Zapadnoi Sibiri* [Proc. meeting "Selection Technologies and Complex Core Studies of Bazhenov-Abalak Formations in Western Siberia]. <http://www.crru.ru/bazhenov.html> (In Russ.)

Mel'nikov E.Ya. (1987). *Spravochnik azotchika*. Moscow: Chemistry, 464 p. (In Russ.)

Nesterov I.I., Simonenko B.F., Larskaya E.S., Kalinko M.K., Ryl'kov A.V. Influence of geostatic pressure on the generation of hydrocarbon fluids during termokatalysis of organic matter (by experimental data). *Geologiya nefti i gaza = Geology of oil and gas*, 12, pp. 22-25. (In Russ.)

Prishchepa O.M., Sukhanov A.A., Makarova I.R. (2014). Approaches to Evaluation of Domanik Sequences of Timan-Pechora Province as Unconventional Hydrocarbon Source. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Oil and gas geology. Theory and Practice*, 9(4). http://www.ngtp.ru/rub/12/46_2014.pdf (In Russ.)

Tarasova E.V., Chebanov S.N., Yakhshibekov F.R. (2012). Peculiarities of pore pressure distribution in bituminous argillites of Bazhenov suite (Upper jurassic sediments, formation YuS0), Ai-Pimskoe field. *Karotazhnik*, 10, pp. 41-53. (In Russ.)

Vershinin V.E., Varavva A.I., Tatosov A.V., Lishchuk A.N. (2018). The thermal effect estimation of the bottomhole formation zone treatment by heat-producing binary mixtures. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*, 4, pp. 5. (In Russ.)

Vershinin V.E., Vershinina M.V., Zavolzhsky V.B., Gankin Yu.A., Idiyatullin R.A., Sosnin V.A., Zimin A.S., Lishchuk A.N. (2016). Kinetics of chemical reactions at thermogaschemical impact on a bottomhole zone of wells water solutions of binary mixes. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*, 12, pp. 114-117. (In Russ.)

Volpin S.G., Smirnov N.N., Kravchenko M.N., Dieva N.N., Kornaeva D.A., Saitgareev A.R. (2014). Application prospects of wave technology of thermal-gas-chemical formation treatment for oil recovery enhancement. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*, 1, pp. 62-66. (In Russ.)

Vorob'ev A.E., Gladush A., Chekushina T. (2007). The main factors of industrial synthesis of technogenic oil in lithospheric reactors. *Tekhnologii TEK*, 5, pp. 80-88. (In Russ.)

Zueva I.N., Kashirtsev V.A., Chalaya O.N. (2012). High-carbon rocks of the Kouonam oil-rock formation as a source of complex mineral raw materials. *Nauka i obrazovanie [Science and Education]*, 2, pp. 5-10. (In Russ.)

Acknowledgements. The work was supported by the Ministry of Education and Science of the Russian Federation in the framework of the project according to the Government Decision No. 218 of April 9, 2010; under contract No. 02.G25.31.0180, 01.12.2015, Sibneftemash JSC in cooperation with Tyumen State University.

About the Authors

Marina N. Kravchenko – PhD (Physics and Mathematics), Associate Professor

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

Leninsky ave., 65 build.1, Moscow, 119991, Russian Federation

Nina N. Dieva – PhD (Engineering), Senior Lecturer
Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

Leninsky ave., 65 build.1, Moscow, 119991, Russian Federation. E-mail: ninadieva@bk.ru

Alexander N. Lishchuk – Director for Research and Development

HMS Group Management Company LLC
Chayanova st., 7, Moscow, 125047, Russian Federation

Alexander V. Muradov – Professor, DSc (Engineering)
Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

Leninsky ave., 65 build.1, Moscow, 119991, Russian Federation

Vladimir E. Vershinin – Senior Lecturer
Tyumen State University
Volodarsky st., 6, Tyumen, 625003, Russian Federation

Manuscript received 04 August 2018;

Accepted 16 August 2018;

Published 30 August 2018