

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ И ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПОДКЛЮЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ РЕСУРСОВ НЕДРЕНИРУЕМЫХ ЗОН

Д. Т. Миронов, С. Г. Вольпин, В. А. Юдин

*Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт
системных исследований Российской академии наук, mdt1958@yandex.ru*

В статье рассматриваются применяемые и разрабатываемые отечественные технологические решения, такие как термогазовое воздействие (ТГВ), концепция внутрискважинного каталитического ретортинга (КВКР), которые позволят значительно увеличить эффективность выработки запасов баженовской свиты (БС). Приводится систематизация запасов и ресурсов углеводородного сырья в различных зонах пласта, что определяет необходимость индивидуального подхода к их изучению. Эффективная выработка запасов и ресурсов, включая добычу синтетических углеводородов, возможна при реализации методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Для условий отложений БС показана необходимость осуществления непрерывного контроля за процессом при термогазовом воздействии (ТГВ) и других МУН.

Ключевые слова: термогазовое воздействие, МУН, баженовская свита, закачка кислородсодержащей смеси (воздуха, водовоздушной смеси), кероген – органическое вещество, дренируемые и недренируемые породы, концепция внутрискважинного каталитического ретортинга, КВКР.

TECHNOLOGICAL APPROACHES FOR BAZHENOV FORMATION WELLS OPERATION AND POSSIBILITY ASSESSMENT OF ADDITION OF RESOURCE RECOVERY FROM LOW-PERMEABLE ZONES

D. T. Mironov, S. G. Volpin, V. A. Yudin

System Research Institute, Russian Academy of Sciences, mdt1958@yandex.ru

The article considers existing and currently under development domestic technological solutions which allow enhancing oil recovery from the Bazhenov Formation. These solutions include thermal-gas treatment and intrastratal catalytical retorting concept. Brief characteristic of the Bazhenov Formation rock types and some parameters of oil and hydrocarbon saturated agents are discussed. Effective reserve recovery, including extraction of synthetic hydrocarbons, is possible with enhanced oil recovery methods (EOR). For conditions of deposits of the Bazhenov Formation, the need for implementation of process continuous control during thermal-gas treatment and other EOR methods is shown.

Keywords: thermal-gas treatment, EOR methods, the Bazhenov Formation, oxygen-containing mixture injection, kerogen, permeable and non-permeable formations, intrastratal catalytical retorting concept (ICRC).

Для освоения ресурсного потенциала нефтеносных отложений баженовской свиты (БС) требуется проведение значительного комплекса подготовительных и исследовательских работ как по выделению и структуризации ресурсов углеводородного сырья, так и по разработке основных подходов и методов воздействия на данные залежи для максимального вовлечения их в разработку.

Сегодня, когда роль и доля трудноизвлекаемых запасов значительно возросла, растет и необходимость работ по разработке и внедрению интегрированных технологических решений, направленных на комплексный подход при разработке данных запасов.

Сегодня уже проводятся испытания ряда технологий и пилотные проекты по разработке технологических решений для БС, из которых можно выделить три основных направления и их комбинации.

Первое направление включает проводимые с 2009 г. на опытных участках Средне-Назымского месторождения АО «РИТЭК» и ПАО «ЛУКОЙЛ» опытно-промышленные работы по испытанию термогазового воздействия, включающие закачку окислителя (кислорода воздуха) для инициирования внутрипластовых окислительных процессов, ведущих к формированию фронта вытеснения и теплового фронта (очагов горения) для воздействия, в том числе и на кероген-содержащие породы [1]. В данной технологии основная задача направлена на выбор и обоснование оптимальных комбинаций вытесняющих агентов и их сочетания, а также определение оптимальных подходов при формировании системы разработки (на первом этапе включает определение оптимальных режимов воздействия на пласт для различных зон). Подготовка и обоснование применения данного метода проводились ранее и для месторождений ПАО «Сургутнефтегаз» [2], однако дальнейшая информация о продолжении работ и возможных результатах испытаний отсутствует.

Второе направление – применение многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в горизонтальных скважинах (ГС), по аналогии с активно применяемыми в США и Канаде МГРП для залежей сланцевого газа и нефти. Работы по данному направлению проводятся многими компаниями, включая ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Газпром нефть», АО «РИТЭК» и другими, и направлены на использование естественного потенциала пласта с работой скважин на режиме истощения, что заведомо приводит к низкой нефтеотдаче.

Третье новое направление включает проведение определенной последовательности комбинаций термо-газо-химических методов и закачку различных агентов воздействия, в том числе находящихся в сверхкритическом состоянии. Комплексная технология планирует реализовываться в рамках проекта по КВКР и активно разрабатывается в подразделениях компании ПАО «Газпром нефть». Технология, пока определяемая авторами как концепция, направлена на проведение комплекса мероприятий с разрабатываемыми в настоящее время техническими средствами по проведению внутрипластового каталитического ретортинга (ВКР) и созданию внутрипластовой реторты в объеме, охваченном воздействием горизонтальной скважины [3].

Более детально особенности данной технологии, с точки зрения авторов данной статьи, будут приведены ниже. Пока, говоря о КВКР, надо отметить, что при условии безопасной реализации запланированных процессов и технических средств, возможно будет закачать в призабойную зону пласта (ПЗП) агенты с сохранением их в сверхкритическом состоянии. Это позволит значительно расширить объем воздействия на пласт (увеличить объем внутрипластовой реторты), реализовать ускоренный прогрев породы, формирование зон микротрещиноватости, доотмыв в этих зонах углеводородных компонентов. Но данное воздействие планируется реализовывать со стороны добывающих скважин и не направлено на формирование полноценной системы разработки с закачкой агентов и поддержанием пластового давления в пласте. В первом приближении КВКР близко к паротепловым обработкам скважин (ПТОС), применяемых на месторождениях высоковязкой нефти для интенсификации добычи.

Прежде чем перейти к анализу и более детальному рассмотрению технологических подходов и возможностей разработки данных отложений, кратко остановимся на описании свойств и основных характеристик пород БС.

Свойства и основные характеристики пород баженовской свиты

Оценка модели насыщения. В целом БС представляет собой нефтематеринскую породу, представленную осадочно-биогенными битуминозными отложениями, в которой продолжаются вторичные изменения, благодаря значительному содержанию керогенсодержащих пород.

В отложениях БС продолжается процесс пиролиза и преобразования керогена в более простые углеводородные компоненты, уже присутствует значительное количество легких газонасыщенных (в открытых порах) и более тяжелых углеводородных компонентов, в том числе битумоидов, малоподвижных и дегазированных, находящихся преимущественно в закрытых порах и состоящих из сложных смоло-асфальтен-содержащих углеводородных соединений. Порода также содержит значительное количество (до 20–30 % объема) твердого органического вещества (ОВ) керогена, нерастворимого в органических растворителях.

Как показали исследования кернового материала, в замкнутых порах породы БС, составляющих в исследованных образцах до 20 % от объема открытых пор, находится значительное количество углеводородов и углеводородных гетероатомных соединений [4]. Эти ресурсы (кроме твердого ОВ) можно условно отнести к остаточным (трудноизвлекаемым) запасам и разделить на нефти средней и высокой плотности [5].

Согласно пиролитическим исследованиям, проводимым на специальных установках (типа Rock-Eval), по мере нагревания определяются объемы и состав нефтей (углеводородных компонентов) данного типа, включающих тяжелые нефти и битумоиды.

Плотность «средних» нефтей изменяется в пределах 0,825–0,866 г/см³, с выходом легких фракций 19,0–30,0 %, содержание смол составляет 2,1–6,7 %, асфальтенов 0,1–1,7 %. Плотность тяжелых нефтей составляет 0,871–0,908 г/см³, они имеют высокие температуры кипения (более 100 °C). В них нет самых легких фракций и в большинстве содержится много асфальтенов.

Количество углеводородов (УВ), получаемых из закрытых пор при воздействии на пласт, можно оценить по результатам пиролитических исследований, которые характеризуются показателями S_1 и S_2 , причем показатель S_2 характеризует потенциальное количество дополнительной синтетической нефти, возможной к выходу из кероген-содержащей породы при нагреве в диапазоне температуры выше 320–350 °C. Исследования по определению S_1 и S_2 проводятся достаточно широко, отработаны и в основном позволяют оценить ресурсный нефтегенерационный потенциал данных пород. Принципиальный характер изменения объема углеводородных соединений, выделяющихся при пиролитическом (без доступа кислорода) нагреве показан на рис. 1 [6].

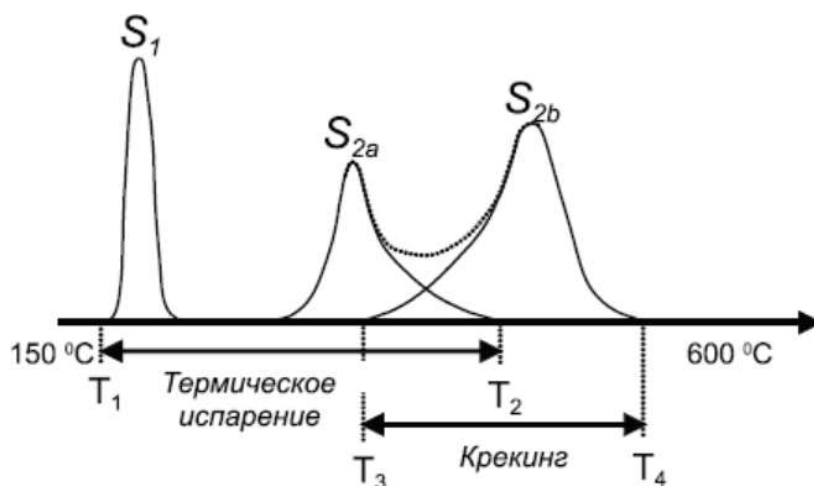


Рис. 1. Типовые диаграммы выхода УВ-соединений при пиролизе керогенсодержащих пород [6]

На рис. 1 приведены результаты исследований на установке Rock-Eval и показано, как тепловое воздействие на нефть и кероген-содержащую породу инициирует процессы, которые условно можно разделить на следующие:

- до 150 °C значительного тепловыделения и выхода УВ не происходит, но идут низкотемпературные окислительные процессы, изменение свойств и увеличение подвижности смеси;

- выше 150 °С начинается выход УВ (пики – S_1 и S_2) за счет извлечения компонентов из закрытых пор и структур керогена (включая газы), причем процесс можно разделить на две части – низкотемпературный процесс (пик S_1) – физический (освобождение УВ при формировании каналов выхода из закрытых пор) при T от 150 до 280 °С, и высокотемпературный процесс S_{2a} и S_{2b} при T от 320 °С, в котором при пиролизе происходит процесс генерации синтетических углеводородов (СУВ) из керогена.

Согласно результатам экспериментальных исследований кернов, отобранных из пород БС, при их нагреве до 250–350 °С из микротрещиноватой породы извлекаются УВ, объем которых сопоставим с количеством легкой нефти, содержащейся в дренируемой породе [7]. При тепловом воздействии на кероген наблюдается выход легкой нефти и газообразных углеводородов в результате пиролиза и крекинга. При этом суммарная объемная доля выхода углеводородов может достигать 50–60 % от объемного содержания керогена в породах [7].

Говоря о текущем распределении запасов и ресурсов углеводородного сырья, необходимо отметить, что часть УВ, содержащих преимущественно газовые и легкие компоненты, сгенерировались и фильтровались в зонах с развитой микротрещиноватостью и с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), где и сформировались зоны максимальной плотности запасов. Оставшаяся часть дегазированных тяжелых углеводородных компонентов с высоким содержанием смол и асфальтенов оказалась запечатанной в закрытых порах недренируемой части разреза. Также в закрытых порах (общая пустотность по ряду исследований может достигать 8–11 %) сформировались прочные битумоподобные пленки на границах зерен, которые позволили значительно увеличить прочить образованного межзернового каркаса данной системы, но при этом качество данных углеводородных ресурсов невысокое.

При повышенных температурах и давлении происходит преобразование твердого органического вещества (керогена) в жидкую нефть и газ. Одновременно при наличии тонкого смешения различных литотипов пород и наличии большого количества глинистых минералов сформировались условия, препятствующие дальнейшей фильтрации нефти и газа. В условиях быстрого накопления осадочного материала сформировались практически непроницаемые структуры в кровле БС, что позволило создать региональный флюидоупор. В результате возникли зоны аномально высокого пластового давления, превышающего гидростатическое в 1,5–1,8 раза.

Продолжающийся процесс катагенеза совместно с наличием непроницаемых и выдержанных покрышек привел к формированию выдержанных по площади зон аномально высокого пластового давления (АВПД), где пластовое давление достигает 45–50 МПа, а температура 140 °С.

Таким образом, сформировались не просто две различные зоны насыщения УВ по пластам БС, а две различные системы: первая сформирована легкими высокоподвижными соединениями, а вторая – более тяжелыми УВ-соединениями, находящимися преимущественно в закрытых порах. Соотношения объемов систем и разница их свойств определяют необходимость комплексного подхода к их изучению как для корректной оценки потенциала баженовской свиты, так и для проектирования эффективных систем выработки всех запасов и ресурсов.

В работе [8] предложена минимально необходимая программа исследований (при подготовке запасов и ресурсов БС) для получения исходных параметров нефтей и углеводородных компонентов из скважин БС.

Необходимость разработки нового единого подхода к исследованиям УВ обосновывается прежде всего тем, что анализы для получения исходных данных обычно проводятся с добытой нефтью, в которой содержится мало тяжелых высокомолекулярных битуминозных компонентов. Параметры полученной скважинной нефти и той смеси углеводородов, которая содержится в породе первоначально, могут заметно отличаться. Изучение физико-химических процессов, происходящих при воздействии на «остаточную нефть» и на органическое вещество в скелете пород баженовской свиты, является задачей, требующей создания специальных

методов исследования. Исследование химических реакций окисления и пиролиза необходимо проводить не на нефтях, полученных на устье скважины, а на кернах, содержащих все виды имеющихся в породе органических веществ, и, предпочтительнее, отобранных на забое герметизирующими керноотборниками [8].

Возможные модели формирования коллектора БС. При описании модели коллектора БС существуют различные подходы, которые сегодня хотя и отличаются по индивидуальным особенностям типизации залежей, составляющим литотипам пород и т. п., но в целом дополняют общую картину формирования данных залежей. Специалисты ЗАО «МиМГО» им. В. А. Двуреченского и ФГУП «ВНИГНИ», имеющие значительный опыт по изучению БС Фроловской нефтегазоносной области, выделяют в породе чередование кремнистых тонкослоистых пород, обогащенных ОВ в недренируемых интервалах (матрице породы), и интервалов, сложенных вторично преобразованными радиоляритами [9].

Выделение чередования непроницаемых пород и радиоляритов (включая вторичные известняки и доломиты, развитые по радиоляритам) имеет практическое значение, так как во вторично преобразованных радиоляритах могут формироваться коллекторы – дренируемые интервалы, что подтверждается результатами геофизических исследований при определении профиля притока в скважинах [10].

Как показали авторы, в пределах месторождения слои радиоляритов более 40 см хорошо прослеживаются в скважинах и коррелируются между собой, а центральная радиоляритовая пачка толщиной 2–8 м прослеживается на различных бортах Фроловской мегавпадины на расстоянии более 400 км [10]. Эта особенность позволяет использовать данные интервалы коллектора (вторичные радиоляриты) при создании подходов к формированию системы выработки различных зон пласта.

Проводя описание строения отложений БС академик А. Э. Конторович отмечает, что в целом БС сложена смешанными биогенными и химогенными микститами, причем содержание ни одного минерального компонента не превышает 50 % [11].

Недренируемая часть пласта – матрица или «баженит» (согласно А. Э. Конторовичу) представляет собой упруго-пластичную гетерогенную среду, в которой при термодинамических условиях зоны катагенеза в результате крекинга керогена происходит химическое превращение его значительной части в жидкие и газообразные флюиды. Каркас преобразованного баженита хрупкий и сохраняет вторично образованную пористость только если поровое пространство заполнено флюидами. При отборе флюида и снижении пластового давления часть порового пространства может разрушаться (схлопываться). Это определяет, по мнению автора, одну из главных задач для БС в данных зонах – определение флюидозамещающих составов и/или технологий для преимущественного сохранения образованной пустотности и зон фильтрации углеводородов.

Таким образом, в качестве модели продуктивного коллектора баженовской свиты можно принять систему переслаивания изначально недренируемых тонкослоистых прослоев, представленных смешанными биогенными и химогенными микститами, обогащенными ОВ, и дренируемых прослоев, сложенных вторично преобразованными радиоляритами и алевролитами. Основные (по толщинам) и выдержанные дренируемые интервалы преимущественно гидродинамически связаны между собой и формируют трещинно-поровый коллектор (с развитием зон микротрещиноватости).

Как показано выше, одной из важных задач при разработке залежей БС является выделение зон (как по площади, так и в разрезе пласта), имеющих высокие фильтрационно-емкостные свойства, расположение которых определяет дренируемые зоны с максимальной плотностью запасов.

При проектировании выработки запасов необходимо определять и использовать наличие зон разуплотнения (зон трещиноватости), сформировавшихся на текущий момент. Расположение таких зон связано с процессами формирования залежей и их последующими изменениями, как структурными, так и вторичными преобразованиями, такими, как доломитизация

и выщелачивание.

Также, по мнению ряда исследователей, формирование таких зон определяется гидро-термально-метасоматическими процессами, вызванными циркуляцией гидротерм (горячих растворов) в определенных зонах из нижележащего осадочного чехла по зонам нижележащих разломов в периоды тектонической активизации [12].

Влияние флюидодинамических процессов на формирование дезинтегрированных зон и блоковой раздробленности по части резервуара, приводящих к геомеханическим изменениям внутри БС, отмечается в ряде публикаций [13, 14].

Для корректного описания структуры запасов и их распределения по площади, а также для определения зон различной продуктивности необходимо применение мультидисциплинарного комплексного подхода, который включает в себя как применение традиционных, так и новых петрофизических и геофизических исследований, сейсмический анализ среды, включая картину изменения отраженных и рассеянных сигналов, учет деформационно-прочностных свойств, геомеханических напряжений в среде и другие параметры, определяющие характеристики микротрещиноватой среды. Такие подходы активно разрабатываются многими исследователями и, совместно с трехмерным геолого-гидродинамическим моделированием, позволяют уже сейчас получать корректное распределение свойств и характеристик среды в межскважинном пространстве БС, а также дать текущую динамическую картину, определяемую техногенным воздействием при разработке залежи [15–17].

Основные задачи при вовлечении в разработку запасов и ресурсов БС

Для месторождений, приуроченных к Фроловской мегавпадине Западно-Сибирского нефтегазоносного района, благодаря наличию обширных зон АВПД, высоких температур (до 140 °С), значительному содержанию органического вещества и возможности образования «дополнительной» синтетической нефти из керогена при нагреве породы, формируются определенные подходы, направленные на повышение эффективности выработки запасов. Описание таких подходов и технологических решений (предложений) применительно данной региональной зоны рассмотрено далее.

При разработке отложений БС возникает широкий спектр задач, связанных как с особенностями геологического строения и ультранизкими фильтрационными свойствами, значительной сложностью лито-фациальной структуры отложений, так и с необходимостью учета циклов формирования залежей углеводородов и продолжающемуся процессу катагенеза керогенсодержащих пород, приводящих к значительному росту давлений и температуры, последующей трансформации керогена и растрескиванию пород.

Каждая из рассмотренных выше зон пласта, включая дренируемые и недренируемые зоны, насыщена соответствующими УВ различного состава и характеризуется своим режимом выработки.

Исходя из рассмотренной выше структуры запасов и ресурсов УВ для различных зон пласта, задачи их выработки включают следующие основные направления:

1. Получение максимальной выработки (нефтеотдачи) подвижных углеводородов, уже сформировавшихся в дренируемых зонах БС, представленных вторично преобразованными радиоляритами и карбонатно-кремнистыми породами, имеющими преимущественно биогенное происхождение с коллектором трещинно-порового типа. Суммарная мощность данных дренируемых пород в разрезах может достигать 8–10 м, но при этом средняя суммарная мощность нефтесодержащих интервалов, имеющих пористость от 6–7 %, не превышает 4–5 м;

2. Подключение к выработке интервалов – зон закрытой пористости, преимущественно за счет тепловых и геомеханических методов воздействия, позволяющих сформировать зоны техногенной трещиноватости в результате ГРП и др. методов воздействия.

3. Ускорение преобразования керогена для получения синтетических углеводородов, происходящего в условиях неизотермического режима при тепловом, термогазовом и других

видах воздействия на пласт и позволяющего не только сгенерировать синтетические углеводороды, но и формировать зоны гидродинамической связанности с существующими дренируемыми интервалами пласта.

Одна из важных и, на наш взгляд, наиболее сложных задач при разработке рассматриваемых отложений заключается в максимальной синхронизации и оптимизации извлечения всего комплекса углеводородных соединений из дренируемых и недренируемых интервалов и зон пласта БС. Важно подобрать и реализовывать технологические решения таким образом, чтобы преимущественно отбирать УВ сырье в едином цикле (процессе) при одновременном подключении к выработке всех зон БС. Задача управления процессом состоит в том, чтобы максимально синхронизировать отборы как легкой нефти, так и нативной дегазированной нефти (имеющей более «тяжелый» и низко-подвижный состав, насыщенный тяжелыми компонентами) и новой, искусственно формирующейся, синтетической нефти из керогена.

Разработка отложений БС с отбором только легкой нефти из дренируемых интервалов на естественном режиме на сегодняшний день неоправдана. При отборе УВ только на данном режиме (режим истощения при отсутствии поддержания пластового давления) нефтеотдача может достигнуть лишь 5–7 % от геологических запасов [1].

Необходимость применения *комплексного подхода* при работе с БС заключается и в том, что ускоренный отбор только легких нефтей может привести к потере значительного ресурсного потенциала из недренируемых зон и дополнительной синтетической нефти. В этом случае можем прийти к нерентабельности вторичного применения тепловых (или других) методов воздействия на недренируемые зоны, при котором может происходить преимущественное сгорание углеводородов, вновь получаемых из недренируемых зон при их попадании в основные фильтрационные интервалы, по которым уже прошел фронт вытеснения. При закачке кислородсодержащих составов (применение которых необходимо для роста температуры) значительная часть вновь образованных углеводородов будет сгорать в потоке кислорода.

Другая причина заключается в том, что вновь сформировавшиеся углеводороды имеют значительно сниженный потенциал для своей последующей фильтрации по пласту как из-за своего низкого газосодержания, так и за счет резкого снижения естественной энергетики пласта, вызванного предыдущим этапом разработки на естественном режиме. Значительное снижение энергетики пласта (его упругого потенциала) определяется еще и сложным геологическим строением, изолированностью и невыдержанностью по площади зон преимущественной фильтрации (дренируемых зон).

В настоящий период при понимании необходимости и возможности комплексного применения тепловых, термогазовых и термохимических методов воздействия совместно с другими технологическими решениями (например, с применением горизонтальных скважин с многозонным ГРП) работать на отбор только небольших объемов подвижных запасов, возможных к добыче на естественном режиме, неэффективно, а часто и необоснованно с точки зрения выполнения лицензионных обязательств.

Важной особенностью, обосновывающей необходимость применения комплексного подхода для извлечения всех категорий УВ-ресурсов, является то, что данный подход позволяет недропользователю активно участвовать в разработке и применении новых инновационных подходов и технических средств; позволяет наращивать технологический потенциал, который может и должен выражаться в виде последующего роста стоимости акций компании за счет увеличения интеллектуальной собственности и, соответственно, нематериальных активов.

Именно такой комплексный подход наиболее обоснован и эффективен в среднесрочной и долгосрочной стратегии с учетом как интересов нефтяных компаний, так и с соблюдением необходимых государственных требований к рациональному недропользованию и достижению максимальной нефтеотдачи.

Особенности существующих технологических подходов при разработке отложений БС

Говоря о существующих подходах к разработке БС (в том числе с поддержанием пластового давления) надо заметить, что низкие фильтрационные параметры среды не позволяют проводить закачку агентов на водной основе, которые при значительных давлениях закачки приводят к формированию единичных трещин в части разреза, ускоренному прорыву воды и, как следствие, практически к прекращению извлечения углеводородного сырья. Причем с учетом того, что мы имеем преимущественно гидрофобную (часто гидрофобизированную) среду, фильтрация несмачивающей фазы будет происходить в узких интервалах, представленных в основном кремнистыми и карбонатно-кремнистыми породами с развитой микротрещиноватостью, по которым прорыв воды может проходить в короткие сроки.

Поэтому эффективная выработка запасов и ресурсов по всем трем вышеназванным направлениям, включая добычу синтетических углеводородов, возможна при реализации методов увеличения нефтеотдачи (МУН), например, таких, как тепловое воздействие, закачка термогазовых смесей с определенным водовоздушным отношением (ВВО) и ряда других.

Другое направление работ на рассматриваемых пластах – проведение многозонного ГРП в горизонтальных скважинах. Это более затратный и экстенсивный путь развития, который активно применяется в США и Канаде и определяется тем, что при интенсивном разбуривании данных зон протяженными стволами горизонтальных добывающих скважин с последующим проведением ГРП имеется возможность получить (увеличить) отбор из зон с закрытой пористостью. Но при этом не используется потенциал кероген-содержащих пород, который возможен к реализации при тепловом воздействии на пласт, и реализуется низкоэффективный режим истощения залежи.

Пример реализации второго подхода показан на рис. 2, на котором приведена схема размещения горизонтальных скважин на отложениях типа бакен (США), отражающая наличие чрезвычайно плотной сетки скважин (размещение части горизонтальных стволов между собой находится на расстоянии до 50 м) [18]. Возможность применения плотной сетки ГС имеет ограничения по экономическим критериям и может эффективно реализовываться только при наличии значительных выдержанных толщин, позволяющих получить рентабельную накопленную добычу со скважины, что и характерно для данных отложений типа бакен в США [19].

Термогазовое воздействие. Из уже эффективно применяемых сегодня МУН для отложений БС надо выделить термогазовый метод, предложенный группой российских ученых в СССР и имеющий отечественный приоритет [20]. Данный метод направлен не только на ускорение формирования синтетической нефти из керогенсодержащих пород за счет пиролиза, но также на формирование системы выработки с поддержанием пластового давления.

Опытные работы по термогазовому воздействию ведутся с 2009 г. и реализуются на Средне-Назымском месторождении компанией АО «РИТЭК», входящей в группу компаний ПАО «ЛУКОЙЛ» [1].

Особенностью ТГВ, по сравнению с обычными газовыми МУН, является тот факт, что генерация газообразного вытесняющего агента происходит непосредственно в нефтяной залежи за счет внутрипластового окисления кислородом воздуха остаточной нефти. Для легкой нефти закачку воздуха обычно организуют в случае, если извлечение нефти другими методами не обеспечивает рентабельную разработку месторождения. Это возможно для низкопроницаемых, преимущественно гидрофобных коллекторов, для которых воздух закачивается с целью повышения давления и создания фронта горения, для обогащения нефти легкими компонентами, при вытеснении в режиме частичной смесимости газообразными продуктами горения и легкокипящими фракциями нефти. При разогреве пластовых флюидов до температуры 250–300 °С легкие фракции жидких углеводородов испаряются из нефти и переходят в газовую фазу и в результате последующей конденсации под действием пластового давления образуют оторочку широкой фракции углеводородов.

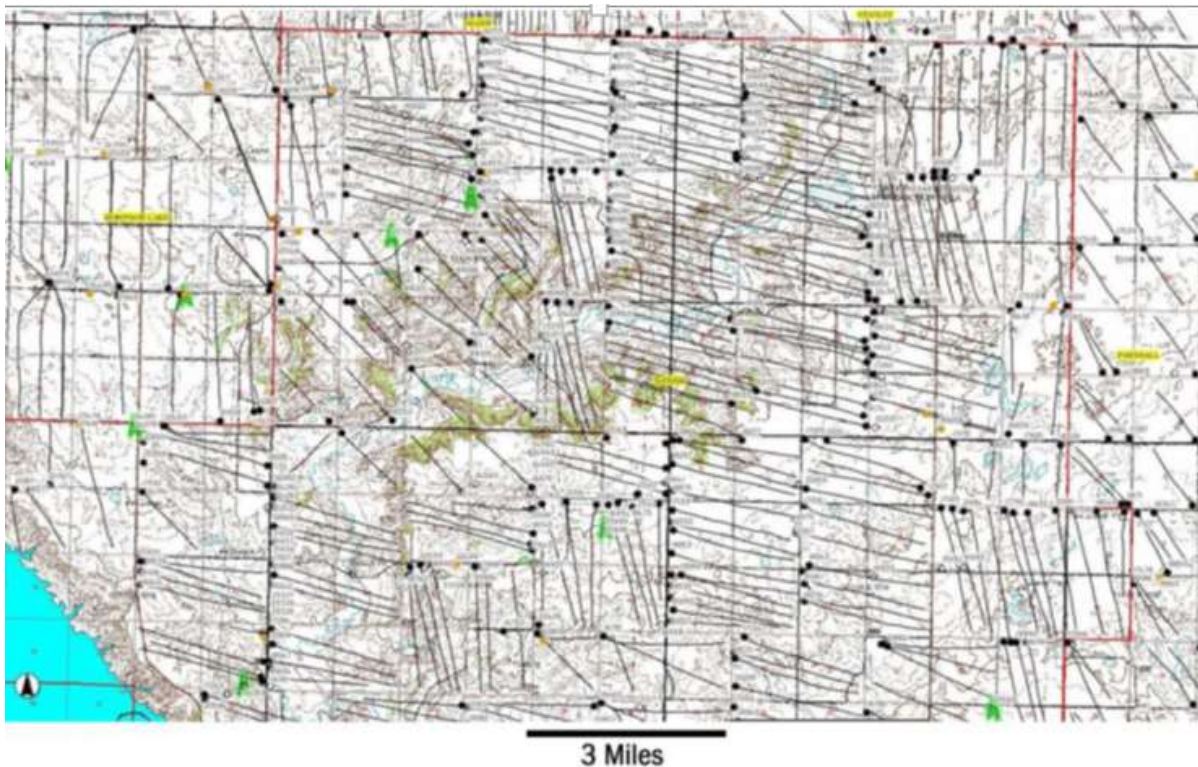


Рис. 2. Расположение горизонтальных скважин в одной из наиболее разбуренных зон («сладких» участков) Бакена (PARSHALL) [18]

Для сложнейших геологических условий БС задача формирования эффективного вытесняющего агента обоснована необходимостью работать в зонах с ультранизкими проницаемостями и в то же время требованием минимизации преждевременных прорывов агентов при попадании в зоны развитой геологической или техногенной трещиноватости. И конечно, формирование вытесняющего агента при ТГВ, прежде всего, направлено на поддержание пластового давления. Выработка по дренируемым зонам при условии формирования зоны смешимости и снижении темпов падения пластового давления может достигать 60 % и выше от геологических запасов нефти, однако существует много факторов, влияющих на эффективность вытеснения. В частности, при снижении пластового давления происходит изменение фазового состояния смеси в зоне, соответствующей фронту вытеснения. При изменении термобарических условий в пласте изменяется охват пласта воздействием, идет рост газового фактора в отбираемой продукции и могут формироваться зоны («пальцы») с увеличенной газонасыщенностью.

Устойчивость и, соответственно, эффективность условий поддержания оторочки определяется выдержанностью и гидродинамической связанностью зон, в которых она сформировалась и продвигается, а также ее размерами. Расчеты для традиционных коллекторов показывают, что устойчивость оторочки сохраняется при ее объеме, составляющем 0,2–0,3 от порового объема участка воздействия.

Для условий отложений БС требуется непрерывный контроль процесса для сохранения оптимальных условий выработки с проведением комплексного контроля за пластовыми условиями, включая пластовое давление, газовый фактор, состав попутно-добываемых газов. По результатам исследований необходимо проведение геолого-технических мероприятий и уточнение режимов работы добывающих скважин для снижения прорывов газовых агентов вплоть до их временной остановки или перевода на периодическую эксплуатацию, переход на закачку водовоздушной смеси и другие мероприятия.

В задачах контроля за проведением термогазового воздействия и других тепловых ме-

тодов важно определять не только изменение величин пластового давления, но и распределение свойств по пласту и, соответственно, основных путей фильтрации агентов по площади, направление преимущественного продвижения теплового фронта. Часть задач решается при проведении комплекса исследований по программе гидропрослушивания скважин опытных участков совместно с контролем состава и концентраций попутно-добываемых агентов, включая содержание азота и углекислого газа, фактически являющихся трассерными агентами.

Как показано в ряде работ [21, 22], данный контроль за реализацией технологии позволяет получить информацию по протеканию процессов в пласте, которая затем эффективно используется для математического моделирования процессов при адаптации модели и в прогнозных расчетах.

Таким образом, задача контроля за формированием и продвижением теплового фронта, его влияние на процесс образования синтетических УВ и их фильтрации должна решаться при комплексном анализе всех проводимых исследований с обязательным применением математического моделирования процессов при максимальном применении информации по геологическому строению и особенностям формирования залежей УВ в БС.

Синтетическая нефть формируется по мере реализации пиролиза керогена в зонах вблизи теплового фронта, скорость продвижения которого невысока. Поэтому для ускоренного переноса тепла и расширения зон протекания процесса по площади используются технологии влажного внутрипластового горения (ВВГ), когда реализуется закачка термогазовых смесей с определенным водовоздушным отношением [23]. Особенностью ВВГ является использование тепловых свойств насыщенного пара, способного аккумулировать в себе гораздо больше тепла, чем остальные газовые агенты, что позволяет ускорить процесс переноса тепла в область перед фронтом горения.

Концепция внутрипластового каталитического ретортинга

Из других предлагаемых отечественных технологий надо выделить технологию КВКР-5(6) компании ООО «Новые Технологии», представленной совместно с со-разработчиком и промышленным партнером ПАО «Газпром нефть» [3, 24].

Технология КВКР включает проведение термо-газо-химических методов и закачку различных агентов воздействия, в том числе находящихся в сверхкритическом состоянии. Технология, определяемая авторами как концепция, направлена на проведение внутрипластового каталитического ретортинга (ВКР) и создание реторты в объеме, охваченном воздействием горизонтальной или наклонно-направленной скважины. Предлагаемый авторами подход сочетает в себе ряд технических решений и применяемых агентов и, как отмечают авторы, комбинаторно сформирован из нескольких известных технологий, давно и хорошо освоенных российской промышленностью [3].

Проведение КВКР требует выполнения технических условий по сохранению агентов в сверхкритическом состоянии при попадании их в пласт. Это позволит воздействовать на пласт (создать так называемую внутрипластовую реторту) и реализовать прогрев окружающих керогенсодержащих пород до температуры формирования синтетических УВ с формированием дополнительных зон микротрещиноватости в недренируемых частях разреза.

Сегодня, на наш взгляд, существуют две основные задачи, их можно формулировать как вызовы, которые необходимо решить до начала опытно-промышленных работ по КВКР на месторождении. Первый вызов определяется техническими возможностями и необходимостью сохранения устойчивости пород в ПЗП при закачке флюидов в сверхкритическом (СК) состоянии, приводящих к формированию тепловых взрывов и, соответственно, к аномальному росту давлений и температур и с высокой вероятностью деформации пород (отдельных зон, интервалов) вблизи ствола скважин.

Наличие тепловых взрывов при экзотермических реакциях окисления органических со-

единений в СК-воде и при дальнейших реакциях кислородосодержащих составов с УВ-компонентами в пласте является одной из характеристик технологии КВКР [24]. Изменения параметров при тепловых взрывах в поверхностных условиях изучались рядом исследователей и надо заметить, что возможности управления такими развивающимися процессами в пласте пока ограничены [25].

Как показал опыт применения термогазового воздействия на низкопроницаемых коллекторах, важным требованием является необходимость переноса зоны формирования высокотемпературного фронта по возможности дальше от ствола скважины [21]. Реакции высокотемпературного крекинга и пиролиза должны формироваться уже на определенном удалении от ствола скважин для безопасного протекания процессов. Для этого, например, при проведении ТГВ возможно отодвинуть время инициализации окислительных реакций, реализовать перенос фронта вглубь пласта путем начальной закачки воды для снижения нефтенасыщенности в ПЗП, проводить закачку водовоздушной смеси или закачку определенных порций инертного газа (азота). Так как продвижение фронта при ТГВ идет от воздухонагнетательной скважины вглубь пласта за счет существующего перепада давлений между нагнетанием и зоной отбора, дальнейшая реализация процесса происходит уже в межскважинном пространстве, и таким образом реализуется задача безопасного проведения работ. Надо отметить, что и при долговременных остановках закачки воздуха (тепловых агентов) существует возможность формирования обратной тепловой волны в направлении ПЗП, и для минимизации этого также может осуществляться закачка инертного газа.

Второй вызов при применении КВКР заключается в том, что данное воздействие на пласт планируется реализовать со стороны добывающих скважин, оно не направлено на поддержание пластового давления в пласте и применимо при режиме истощения залежи с использованием только энергии пласта, хотя в целом и более эффективно, чем использование ГРП в ГС. Поэтому возможно, что при комплексировании данного метода с технологией, направленной одновременно и на поддержание пластового давления со стороны нагнетательных скважин, эффективность КВКР значительно возрастет.

Реализация данной технологии планируется в зоне действия компании ПАО «Газпром нефть» (планируется после 2022 г.), поэтому развитие технологического комплекса по закачке компонентов, включая закачку агентов находящихся в СК, вызывает значительный интерес.

Заключение. Необходимо еще раз отметить следующие основополагающие моменты, необходимые для эффективной выработки запасов и ресурсов БС. Говоря о текущем распределении запасов и ресурсов углеводородного сырья, необходимо отметить, что в отложениях БС сформировались не просто зоны с различным насыщением УВ в различных частях разреза, а две различные системы: первая – сформирована легкими, высокоподвижными соединениями, а вторая – более тяжелыми, преимущественно запечатанными в закрытых порах УВ. Соотношение объемов данных систем и разница их свойств определяет необходимость индивидуального подхода к их изучению, но затем требует комплексного подхода для их единовременной выработки.

Для проектирования эффективных систем выработки всех запасов и ресурсов необходимо проведение работ по разработке и внедрению интегрированных технологических решений, направленных на комплексный подход при разработке данных запасов.

Основные геологически выдержанные дренируемые интервалы гидродинамически связаны между собой и формируют зоны преимущественной выработки запасов. Выделение данных зон как по площади, так и в разрезе пласта, имеющих высокие фильтрационные свойства, определяет дальнейшие подходы для эффективного вовлечения в разработку всех запасов.

Для описания структуры запасов, их распределения по площади, а также для определения зон различной продуктивности необходимо применение комплексного подхода с учетом различных факторов. Подход должен включать как применение традиционных, так и новых

петрофизических и геофизических исследований, сейсмический анализ, включая оценку характера изменения отраженных и рассеянных сигналов, учет деформационно-прочностных свойств, геомеханических напряжений в среде и определение других параметров, определяющих характеристики микротрещиноватой структуры. Поэтому необходимо отметить:

1. Структуризация запасов и ресурсов УВ в различных зонах пласта, определяет задачи их дальнейшей выработки, которые включают следующие основные направления:

- получение максимальной выработки подвижных углеводородов, уже сформировавшихся в дренируемых зонах БС,
- подключение к выработке интервалов – зон закрытой пористости, преимущественно за счет тепловых и геомеханических методов воздействия, позволяющих сформировать зоны техногенной трещиноватости,
- преобразования керогена для получения синтетических углеводородов, проходящее на неизотермических режимах при тепловом, термогазовом и других видах воздействия на пласт.

2. Необходимость применения комплексного подхода при работе с БС заключается в требовании совместного отбора легких нефтей из дренируемых зон, запасов из недренируемых зон и формирования условий для генерации дополнительной синтетической нефти.

3. Для оптимизации извлечения всего комплекса углеводородных соединений из дренируемых и недренируемых интервалов и зон пласта БС важно подбирать и реализовывать технологические решения таким образом, чтобы преимущественно отбирать УВ-сырье при едином технологическом процессе.

4. Необходимость одновременной выработки запасов и ресурсов залежи требует применения различной плотности размещения скважин, различных комбинаций типов конструкций скважин. Так, более редкое размещение скважин возможно при выработке выдержанных дренируемых зон, а более плотное с применением МГРП в ГС для отбора из преимущественно недренируемых зон. Размещение скважин определяется детальным геологическим строением участков пласта, требует значительного комплекса исследований по описанию структуры запасов и их распределения по площади, выделения зон различной продуктивности и других геолого-физических особенностей.

5. Эффективная выработка запасов и ресурсов по всем трем вышеназванным направлениям, включая добычу синтетических углеводородов, возможна при реализации методов увеличения нефтеотдачи, например, таких, как: тепловое воздействие, закачка термогазовых смесей с определенными водовоздушным отношением и ряда других.

6. Для условий отложений БС требуется непрерывный контроль процесса для сохранения оптимальных условий выработки с проведением комплексного контроля за пластовыми условиями, включая пластовое давление, газовый фактор, состав попутно добываемых газов, и по результатам исследований проведение мероприятий с уточнением режимов работы добывающих скважин.

7. Применение технологии внутрипластового каталитического ретортинга КВКР-5(6) позволит значительно расширить объем воздействия на пласт, реализовать ускоренный прогрев в охваченных зонах и требует обязательного решения задачи сохранения устойчивости пород в зоне ствола скважин и в ПЗП при закачке флюидов в сверхкритическом состоянии.

8. При осуществлении теплового воздействия на пласт перенос зоны формирования высокотемпературного фронта по возможности дальше от ствола скважины необходим для безопасного проведения процесса и реализован в технологии термогазового воздействия. Продвижение фронта при ТГВ идет от воздухомангнетательной скважины вглубь пласта и реализация процесса происходит уже в межскважинном пространстве.

9. Воздействие на пласт при КВКР планируется реализовывать со стороны добывающих скважин, оно не направлено на поддержание пластового давления в пласте, поэтому реализуется режим истощения залежи. В связи с этим при комплексировании данного метода с технологией, направленной одновременно и на поддержание пластового давления со стороны мангнетательных скважин, эффективность КВКР значительно возрастет.

10. Применяемые сегодня отечественные технологические решения – термогазовое воздействие и новые разрабатываемые российские технологии (например, КВКР) позволят значительно увеличить эффективность выработки запасов баженовской свиты.

11. Решение задач по максимальному охвату недренируемых зон с высоким ресурсным потенциалом требует применения всего комплекса новых технологических подходов, направленных на увеличение охвата воздействием теплом и агентами данных зон, включая закачку водо-воздушных смесей и другие решения.

12. Эффективность реализации и успех технологий в значительной степени зависят от комплексного контроля, сопровождения и управления процессами.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ № 18-07-00504_А.

Литература

1. Алекперов В. Ю., Грайфер В. И., Николаев Н. М., Карпов В. Б., Кокорев В. И., Нургалиев Р. Г., Палий А. П., Боксерман А. А., Клинчев В. А., Фомкин А. В. Новый отечественный способ разработки месторождений баженовской свиты. Часть 1 // Нефт. хоз-во. № 12. 2013. С. 100–105.
2. Батурин Ю. Е., Сонич В. П., Малышев А. Г., Зарипов О. Г., Шеметилло В. Г. Оценка перспектив применения гидротермовоздействия в пласте Ю₀ месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» // Интервал. № 1 (36). 2002. С. 17–36.
3. Коломийченко О. В., Чернов А. А. Технология для освоения баженовской свиты. Концепция внутрипластового каталитического ретортинга // Oil & Gas Journal Russia, Октябрь, 2015. С. 58–66.
4. Калмыков Г. А., Балущкина Н. С., Белонин В. С., Билибин С. И., Дьяконова Т. Ф., Исакова Т. Г. Пустотное пространство пород баженовской свиты и насыщающие его флюиды // Недропользование XXI век. 2015. № 1. С. 34–46.
5. Балущкина Н. С., Калмыков Г. А., Белохин В. С., Хамидуллин Р. А., Корост Д. В. Кремнистые коллекторы баженовского горизонта Средне-Назымского месторождения и структура их пустотного пространства // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2014. Т. 4. № 2. С. 35–43.
6. Баталин О. Ю., Вафина Н. Г. Формы захвата свободных углеводородов керогеном // Междунар. журн. приклад. и фундамент. исслед. 2013. № 10–3. С. 418–425.
7. Кокорев В. И. Техничко-технологические основы инновационных методов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами нефти : автореф. дис. ... д-ра тех. наук. М., 2010. 318 с.
8. Ашмян К. Д., Юдин В. А., Вольпин С. Г., Афанаскин И. В., Королев А. В., Миронов Д. Т. Проблемы и задачи изучения углеводородов баженовской свиты для применения метода термогазового воздействия // Труды НИИСИ РАН, том 6. 2016. № 1. С. 17–25.
9. Алексеев А. Д., Немова В. Д., Колосков В. Н., Гаврилов С. С. Литологические особенности строения Нижнетутлемейской подсвиты Фроловской нефтегазоносной области в связи с особенностями ее нефтеносности // Геология нефти и газа. 2009. № 2. С. 27–31.
10. Немова В. Д., Асташкин Д. А., Гаврилов С. С. Методологические особенности комплексных литолого-петрофизических исследований отложений баженовской свиты // Геология нефти и газа № 2. 2013. С. 38–45.
11. Конторович А. Э. Феномен Баженовской свиты: литология, органическая геохимия, палеогеография, пост-седиментационная эволюция, потенциал генерации аккумуляции нефти и газа // Докл. на VIII Всерос. литолог. совещании. ИНГГ, Новосибирск. 30 окт. 2015. URL: <https://www.youtube.com/watch?v=nPoVWKZmeVw> (дата обращения: 06.07.2018).
12. Стрижнев К. В., Заграновская Д. Е., Жуков В. В. Выделение перспективных нефтегазоносных площадей для нетрадиционных коллекторов баженовской свиты // Недропользование XXI век. 2015. № 1. С. 46–51.

13. Петров А. И., Шеин В. С. Геодинамическая модель резервуара с кремнисто-глинистым коллектором: на примере БС Салымского нефтяного месторождения Западной Сибири) // Геология нефти и газа. 1999. № 9–10. С. 7–13.
14. Харахинов В. В., Шленкин С. И., Берин М. В., Вашкевич А. А., Олюнин А. В., Шевчук Т. Н. Новые подходы к освоению нефтегазового потенциала баженовского горизонта Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефт. и газ. месторождений. 2015. № 1. С. 37–51.
15. Езерский Д. М., Филимонов А. Ю., Богданович Н. Н., Борисенко С. А., Рудаковская С. Ю., Остапчук М. А. Оценка водосодержания пород баженовской свиты // Нефт. хоз-во. 2015. № 10. С. 38–44.
16. Васильев А. Л., Пичкур Е. Б., Михуткин А. А., Спасенных М. Ю., Богданович Н. Н., Балущкина Н. С., Калмыков Г. А. Исследования морфологии пустотного пространства керогена баженовской свиты // Нефт. хоз-во. 2015. № 10. С. 28–32.
17. Билибин С. И., Калмыков Г. А., Балущкина Н. С., Былевский А. Г., Юканова Е. А., Бачин С. И., Валова Л. Н. К оценке запасов и ресурсов сланцевой нефти // Недропользование XXI век. 2015. № 1. С. 34–45.
18. Hughes J. D. Drill, Baby, Drill: Can Unconventional Fuels Usher in a New Era of Energy Abundance? Post Carbon Institute, February. 2013. 166 p.
19. Montes A. R., Moore R. G., Mehta S. A., Usenbach M. G., Gutierrez D. Is high-pressure air injection (HPAI) simply a flue-gas flood? // Journal of Canadian Petroleum Technology. 2010. Vol. 49. № 2. P. 56–63.
20. Боксерман А. А., Сафиуллин Р. Х., Кузьмина М. В. Разработка нефтяных месторождений с помощью внутрипластового горения // Горное дело. Разработка нефтяных и газовых месторождений. ВИНТИ, 1969. С. 106–161.
21. Боксерман А. А., Вольпин С. Г., Миронов Д. Т. Особенности моделирования МУН для условий применения термогазового метода увеличения нефтеотдачи в различных геолого-физических условиях : Север России: стратегии и перспективы развития : материалы II Всерос. науч.-практ. конф. г. Сургут, 27 мая 2016. С. 8–19.
22. Умрихин И. Д., Боксерман А. А., Вольпин С. Г., Смирнов Ю. М., Савельев Ю. С. Контроль за внутрипластовым горением по результатам термогидродинамических исследований нагнетательных скважин // Нефт. хоз-во. 1978. № 11. С. 54–59.
23. Миронов Д. Т., Ашмян К. Д., Гореликов А. В. Учет особенностей строения пластов баженовской свиты при построении гидродинамических моделей и моделировании термогазового воздействия // Вестник кибернетики. 2018. № 2. С. 110–121.
24. Кирячек В. Г., Чернов А. А., Моисеев А. В. Технология No 5 KBKP для комплексного освоения баженовской свиты : Стратегия объединения : презентация на VIII Междунар. промышл.-эконом. форуме, 19–20 ноября 2015 г. URL: <http://docplayer.ru/36730806-Tehnologiya-5-kvkr-dlya-kompleksnogo-osvoeniya-bazhenovskoy-svity.htm> (дата обращения: 03.07.2018).
25. Востриков А. А., Псаров С. А., Дубов Д. Ю., Сокол М. Я., Федяева О. Н. Особенности взрывного окисления углеводородов в смеси H_2O/O_2 при сверхкритических условиях // Сверхкритические флюиды: теория и практика. 2008. Т. 3. № 4. С. 83–95.