

МЕХАНИЗМЫ ГЕНЕРАЦИИ И СПОСОБЫ РЕГИСТРАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКОГО, АКУСТИЧЕСКОГО И ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ ИЗ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ СТИМУЛИРУЮЩИХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕГАЗООТДАЧИ

И.А. Володин, Э.Р. Казанкова, И.Я. Чеботарева
ИПНГ РАН, e-mail: volodin@ipng.ru

Процессы переноса и преобразования энергии в многокомпонентной и гетерофазной пористой геологической среде сопровождаются сейсмоакустической и электромагнитной волновой эмиссией. Эти процессы могут служить источником информации о нелинейных свойствах такой среды, о ее вещественном составе и о протекающих в ней гидродинамических, механических, геохимических и электромагнитных процессах благодаря генерации и распространению этих волн и их регистрации удаленными сенсорами. Современные возможности измерения свойств породы и поля напряжений в пластовых условиях пока весьма ограничены, что определяет актуальность развития соответствующих методов дистанционного сейсмического контроля.

Несмотря на то, что история открытия эффектов, связанных с явлением сейсмической эмиссии, и создания соответствующей терминологии насчитывает более 40 лет, единой терминологии до сих пор не сложилось. Разные авторы одни и те же термины (высокочастотные сейсмические шумы; геоакустические шумы; акустическая, сейсмическая, сейсмоакустическая, геоакустическая эмиссии) используют для обозначения совершенно различных процессов и явлений. В отечественных работах часто сейсмической эмиссией (геоакустической эмиссией, сейсмоакустической эмиссией) называют на самом деле смесь сейсмического фона и сейсмического сигнала от эндогенных источников. В зарубежной литературе повсеместно под сейсмической эмиссией понимаются микроземлетрясения, возникающие, например, в процессе проведения гидроразрыва пласта (ГРП). По нашему мнению, сейсмической эмиссией следует называть именно слабую составляющую сейсмического фона (сейсмического шума).

Вопрос терминологии весьма важен, так как связан с вопросом механизма эффекта. В отечественной литературе путаница в терминологии сопровождается отсутствием ясности в понимании сути механизма генерации сейсмической эмиссии при наличии

большого количества гипотез. В зарубежной литературе, при совершенно ином толковании термина, такая ясность присутствует. Например, «сейсмическую эмиссию» при ГРП связывают с процессом диффузии жидкости через стенки трещины во вмещающий массив пород: проникновение жидкости приводит к увеличению порового давления, локальному снижению прочности и, как следствие, к сдвиговой микроподвижке, сопровождаемой микроземлетрясением. Для такого механизма получено (Shapiro S.A., 2006 г.) аналитическое описание распространения переднего и заднего фронтов сейсмичности в среде и их связь с проницаемостью. Аналитические оценки неплохо согласуются с натурным экспериментом. Однако к сейсмической эмиссии эти исследования отношения не имеют. Микроземлетрясения регистрируются на частотах в сотни герц скважинными приборами, расположенными на глубине ГРП на небольшом удалении. Наши исследования по локализации источников сейсмической эмиссии при ГРП [1] показывают, что флюидную активность можно надежно наблюдать с поверхности, на удалении в несколько километров от источника на частотах в десятки герц, что не может быть связано напрямую с наличием микроземлетрясений.

Представления о генерации сейсмической эмиссии претерпели эволюцию и в работах авторов открытия эффекта (Рыкунов Л.Н., Хаврошкин О.Б., Цыплаков В.В.). Вначале сейсмическая эмиссия рассматривалась ими как аналог акустической эмиссии. При объяснении модуляции высокочастотных сейсмических шумов предполагалось [2], что в среде с разномасштабными дефектами возникают очаги как фоновых, так и дополнительных напряжений, обусловленных тектоническими и низкочастотными деформационными процессами. В условиях пониженной прочности неоднородной трещиноватой среды дополнительных напряжений может быть достаточно для частичного разрушения и переизлучения запасенной энергии в виде сейсмической эмиссии. В результате анализа проведенных исследований, своих и других геофизиков, авторы открытия изменили свое мнение [3]. Четкого описания механизма ими предложено не было. Однако была высказана идея, что сейсмическая эмиссия порождается эволюцией импульсов акустической эмиссии при распространении в нелинейной геофизической среде, возможно в виде огибающей цуга импульсов АЭ, с последующим детектированием средой: «Дальнейшее аналогичное взаимодействие САЭ и ВСШ приводит к формированию в спектре сейсмического шума (в том числе и со значительной антропогенной долей) определенных участков или линий постоянно существующих и

исключительно чувствительных к вариациям энергетического, геохимического и т. п. состояния геологической среды и к внешним воздействиям на последнюю. Волновое поле таких участков спектра определяется как СЭ.».

Не противореча классикам, можно дать обобщенное определение сейсмической эмиссии как составляющей сейсмического фона, имеющей эндогенное происхождение. Такое определение не исключает существование целого класса явлений, сопровождающихся слабым сейсмическим излучением, которое может иметь различные механизмы генерации. Понимание вызванной флюидами сейсмичности позволяет описать гидравлические и петрофизические свойства горных пород, оценить результаты стимулирования нефте- и газодобычи, повысить безаварийность и эффективность процессов разработки.

В рамках темы проекта в 2013 году проведены теоретические исследования с целью установления механизмов формирования полей эмиссии различного спектрального состава в зонах с изменчивой пространственно-временной конфигурацией напряжений, что позволяет содержательно интерпретировать экспериментальные результаты, полученные с использованием метода эмиссионной сейсмической томографии. Предложен и описан на основе современных методов математической физики сложный многоэтапный сценарий генерации сейсмической эмиссии в зонах техногенных разрушений и отдельных тектонических элементов. Показано, что основой механизма генерации является амплитудная неустойчивость возбужденных в результате энергетического воздействия на среду сейсмических огибающих высокочастотных акустических колебаний элементов геологической среды. Действие указанных механизмов проиллюстрировано экспериментальными результатами мониторинга процесса гидроразрыва пласта методом эмиссионной сейсмической томографии. Получены важные аналитические оценки, связывающие параметры сейсмической эмиссии и параметры геосреды. По результатам исследований написана и представлена для публикации в «Акустический журнал» научная статья.

В рамках развития экспериментальной базы исследований с использованием эффекта сейсмической эмиссии была проведена аттестация сейсмической системы наблюдений, расположенной на территории геофизического полигона ИДГ «Михнево» с целью анализа его возможностей для изучения механизмов возбуждения сейсмической активности флюидонасыщенной среды под внешним воздействием.

Расположенная на полигоне малоапертурная сейсмическая группа представлена 12 сейсмическими станциями, включающими 9 вертикальных и 3 трехкомпонентных датчика, расположенных на площади 1 км². Все станции сейсмической группы – короткопериодные на базе датчиков СМЗ-КВ с заявленным частотным диапазоном от 0,5 до 40 Гц и частотой опроса 200 Гц. Регистрация сейсмических событий ведется в системе GMT, привязка времени выполняется посредством приемника GPS Trimble Palisade™.

Среда в районе исследований представлена пористо-трещиноватым коллектором, характеризующимся различной степенью водонасыщенности пород. Известные литературные и фондовые данные существенно разнятся: разброс значений может составлять до 50% на одном и том же горизонте. Путем построения пробных сейсмоэмиссионных изображений среды по записям сейсмического фона по критерию наилучшей фокусировки известного источника были подобраны значения параметров для изотропной в плане градиентной скоростной модели среды с постоянным по глубине градиентом. Однако положение изображения источника оказалось существенно смещенным в плане. Путем изменения параметров в рамках изотропной модели поставить изображение в истинное положение не удалось. Это говорит о том, что при работах на пористо-трещиноватых коллекторах для корректной локализации необходим переход к анизотропной скоростной модели. Основой гипотезы о наличии анизотропии свойств пород в месте установки сейсмической группы является характер возмущения сейсмических записей при распространении от места генерации: импульсные сигналы практически без искажений просматриваются на записях станций, расположенных в юго-восточном направлении от источника, и сильно возмущены на записях станций, находящихся на таком же расстоянии, но с ортогональным азимутом.

Заявленная верхняя граница рабочего диапазона частот сейсмической группы «Михнево» составляет 40 Гц. Однако обработка реальных данных показала, что хорошая корреляция сигнала и четкая визуализация приповерхностного источника при бурении достигаются в диапазоне 10–20 Гц. В диапазоне 20–30 Гц корреляция сигнала по группе существует, хотя и ослаблена, а в диапазоне 30–45 Гц корреляция сигнала по группе полностью отсутствует. Сейсмоэмиссионные изображения для этого диапазона частот имеют тот же вид, что и для случайного диффузного шума. Потеря корреляции сигнала по группе на частотах более 30 Гц может быть связана с разреженностью группы (большинство каналов удалены от ближайшего соседа на 200–300 м), с фазовой

неустойчивостью аппаратуры и неточной привязкой точек регистрации, высоким уровнем аппаратурных шумов, а также с повышенным затуханием сигнала и сильными случайными флуктуациями фазы при распространении, обусловленными наличием под группой пористо-трещиноватого коллектора.

На территории группы наблюдается интенсивный техногенный шум от удаленных источников, как в дневное, так и в ночное время. Преобладающие азимуты – север, северо-запад, северо-восток и запад. Москва находится на северо-северо-западе от полигона на расстоянии 80 км. Таким образом, влияние мегаполиса может быть также проявлено в виде техногенной помехи. Интенсивные техногенные помехи создают специфические шлейфы в эмиссионных изображениях, которые экранируют слабые эндогенные эмиссионные источники. В нашем арсенале существуют специальные алгоритмы сейсмической эмиссионной томографии для устранения экранирующего влияния помех такого рода. Однако использовать эти методы применительно к расстановке датчиков на полигоне «Михнево» нам не удалось. Малоапертурная сейсмическая группа «Михнево» успешно справляется с локализацией слабых землетрясений и взрывов, которая проводится традиционными методами с использованием информации о временах вступлений сейсмических фаз. Метод сейсмической томографии предъявляет более жесткие требования к системе регистрации. В результате большой удаленности точек регистрации друг от друга и неудачной геометрии их расстановки вокруг места расположения скважин образована зона с плохим пространственным разрешением и потерей работоспособности методов пространственной фильтрации. Как показывает численное моделирование, добавление всего восьми датчиков при условии их правильной расстановки в корне меняет ситуацию. Как результат – восстанавливается работоспособность алгоритмов пространственной фильтрации.

Несмотря на значительные недостатки реализованной на полигоне «Михнево» системы наблюдений, при пробной обработке записей, полученных за время проходки скважины, удалось получить некоторые интересные геофизические результаты.

На рис. 1 показаны изображения среды во время бурения скважины в объеме 0.75x0.75x0.45 км. Работы по проходке по техническим причинам велись с перерывами с 14.03.2013 по 24.03.2013. В подписях к рисункам указаны соответствующие даты и глубина забоя скважины. На времени бурения до глубины 40 м стабильно появляется

изображение заглубленного источника-резонатора на расстоянии 350 м к востоку от скважины. Положение зоны бурения и резонатора на рисунке помечены зеленой и синей стрелками соответственно. При большей глубине бурения резонатор перестает проявляться, хотя сам он расположен ниже окончательной глубины забоя 60-метровой скважины. Природа этого резонатора требует дополнительного изучения. Возможно, динамика его связана с уровнем каширского водоносного горизонта, проходящего на глубине около 30 м. Согласно одной из гипотез, в месте резонатора имеется карстовая полость, возбуждаемая сейсмическим сигналом из области бурения, который распространяется без существенного затухания по волноводу – высокопроницаемому водоносному горизонту.

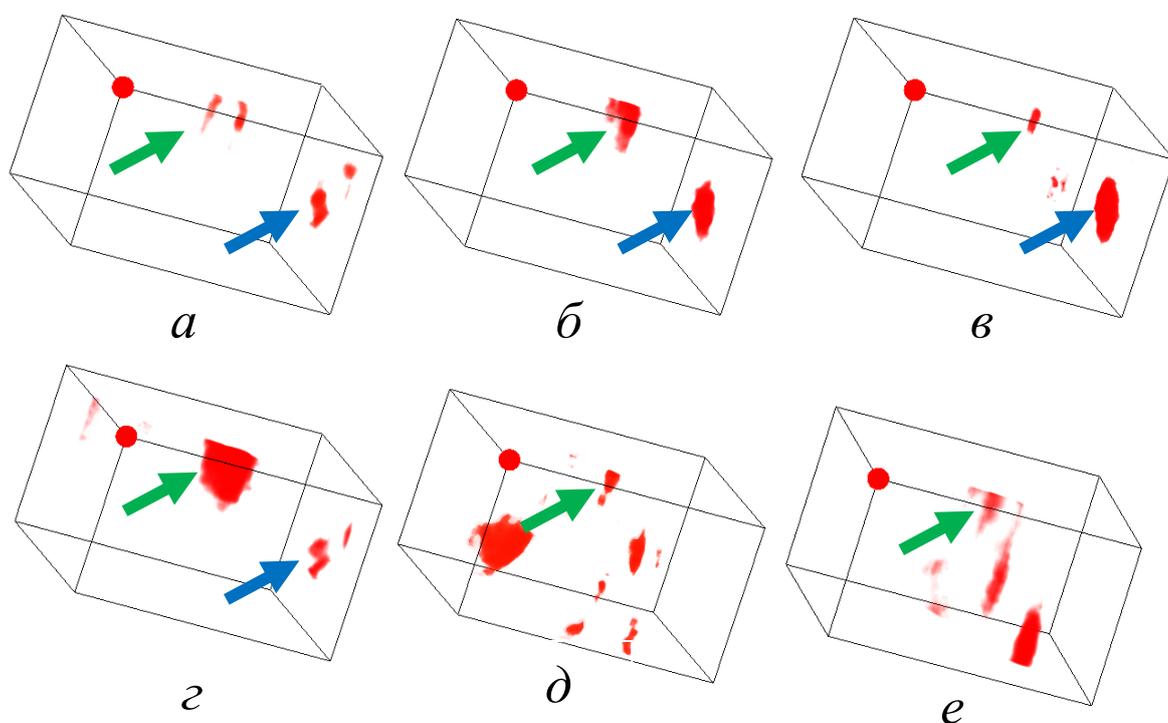


Рис. 1. Изображение среды во время бурения скважины в объеме 0.75x0.75x0.45 км: *а* – 14.03.2013, мергель, бурение без поглощения, 18–22 м; *б* – 15.03.2013, кремль, бурение с полным поглощением, 30 м; *в* – 18.03.2013, удары без промывки, 32 м; *г* – 19.03.2013, бурение с треском и скрежетом, 37 м; *д* – 23.03.2013, бурение с поглощением, 48.5 м; *е* – 24.03.2013, бурение, 53 м

Даже при условии модернизации приемной группы и появлении возможности использования пространственной фильтрации техногенных помех надежда на выявление других эмиссионных областей при наличии всего 20 точек наблюдения не велика. Однако

можно надеяться на появление возможности наблюдения эмиссионной динамики выявленного резонатора в связи с сезонными изменениями и низкоамплитудными воздействиями, такими как приливы и сигналы от удаленных землетрясений.

Также может появиться возможность наблюдать вблизи места расположения скважин флюидные процессы, инициированные воздействием на массив горных пород с использованием скважинного генератора сейсмических волн и скважинного генератора интенсивного акустического излучения, с вариацией интенсивности и продолжительности воздействия. Сравнение изображений среды в диапазонах 10–20 Гц и 20–30 Гц при бурении с полным поглощением промывочной жидкости показывает, что в низкочастотном диапазоне хорошо локализуется буровой инструмент (рис. 2, *а*). В более высокочастотном диапазоне просматривается зона эмиссионной активности, которая может быть связана с процессом фильтрации флюида (см. рис. 2, *б*). Для получения более надежных и информативных результатов необходимо использование пространственной фильтрации для устранения экранировки слабых эмиссионных сигналов источниками воздействия и техногенными помехами.

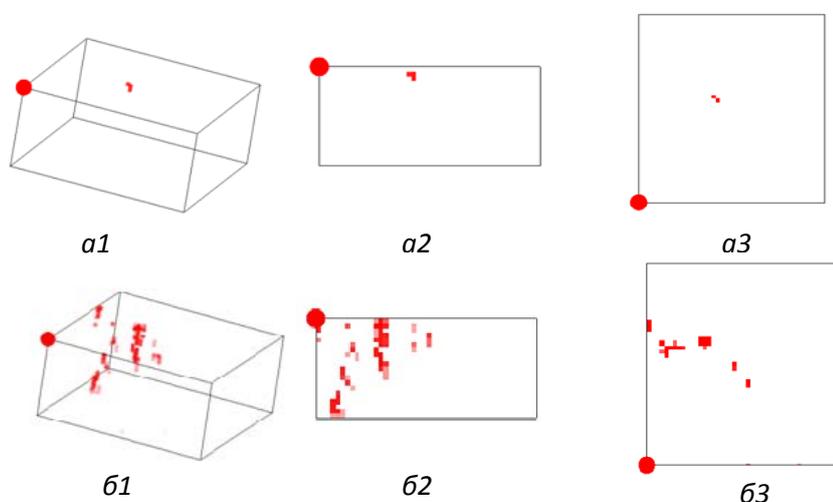


Рис. 2. Изображение среды на времени бурения скважины в объеме 0.337x0.352x0.150 км: *a1, a2, a3*– в диапазоне частот 10–20 Гц ; *b1, b2, b3* – в диапазоне частот 20–30 Гц

Спиралевидно-скручивающее движение масс Земли, по определению Сигачевой Н.Н., является одним из основных механизмов функционирования геодинамических процессов и образует неразрывную систему поля напряжений.

Под полем напряжений в данной работе понимается квазистационарная составляющая суммарного поля сил разной природы, действующих в геологической

среде, или, другими словами, пространственно-организованная совокупность всех сосредоточенных в данной точке природных механических, физико-химических, термодинамических и других процессов, обобщенно отражающая динамику всех физических полей и излучений, определяющих динамическую структуру Земли в данной точке с некоторой степенью адекватности. Она образует неразрывную систему полей напряжений разных рангов, взаимосвязанных в определенных объемах геологической среды [4].

Закономерным для формирования геологических структур является наличие ослабленных проницаемых зон, образовавшихся на границах ротационных сдвигов (сдвигов со скручиванием), сдвиго-раздвигов, сдвиго-надвигов и др. Таким образом, отмеченные ослабленные проницаемые зоны могут быть не связаны с взбросами или сбросами. Подобный механизм формирования геологических структур установлен на Восточно-Европейской, Сибирской платформах, в других районах (Введенская Н.В., 1998 г.; Сараев В.А., 1998 г.; Сигачева Н.Н., Шейнкман А.Л., 1995г.; [5]).

Спиралевидно-скручивающее движение – механизм формирования геологических структур, напряженно-деформированного состояния литосферы, обуславливающий самоорганизацию и упорядоченность ее иерархического блокового строения; механизм, управляющий движением плит и коровых блоков; механизм образования зон спрединга и трансформных разломов; механизм перераспределения упругой энергии структурообразующих процессов, теплопереноса и химико-плотностной дифференциации, аккумуляции и миграции флюидов; механизм размещения месторождений углеводородов и рудоносных флюидов и т. д.

Любое скопление углеводородов (флюидонасыщенная система) в геологической шкале времени является неустойчивым. Оно может быть равновесным и неравновесным в зависимости от различных флуктуаций и бифуркаций. Природные скопления углеводородов, как самоорганизующаяся система, могут увеличиваться или уменьшаться и даже полностью разрушаться в относительно короткие отрезки времени.

Анализ истории развития тектонических движений и деформаций указывает на устойчивую унаследованность их характера от древнейших этапов развития литосферы, проявляющуюся в большей степени в пространственном расположении структурных элементов, чем в отношении знака движения. Последний периодически изменяется: опускания сменяются поднятиями, а растяжения – сжатиями, и наоборот. Глубокие

тектонические процессы в верхней мантии обосновываются глубиной корней континентов. Последние фиксируются сейсмографией и отражаются в виде ареала высокоскоростных сейсмоаномалий (Polet, Anderson, 1995 г.). Глубина корней под Западной Европой и Северо-Западной Африкой превышает 450 км; под Северной Америкой (Канада) и Северной Азией – 350 км; минимальная глубина под Центральной Африкой и Индией – около 100 км; под Южной Африкой и Антарктидой – 300 км; под Западной Австралией и Южной Америкой (Бразилия) – соответственно 250 и 200 км. Эти данные также указывают на то, что движение энергомассопотоков сосредоточивается избирательно.

Одновременное проявление на поверхности системы Земли периодически проявляющихся разной степени интенсивности эндогенных процессов, подвергающих верхнюю тектоносферу физико-химическим деформациям, служит доказательством, что система Земли работает в автоколебательно-ротационном режиме. Деформирующий тектоносферу энергомассопоток генерируется автоколебательной системой Земли и преобразуется стационарными энергетическими центрами, которые располагаются закономерно в глубоких мантийных сферах и коре. Зоны повышенной деформации разделяют относительно спокойные области. Они же являются коллекторами, проводящими магму и флюиды. Размер зон повышенной деформации различен. Внутри каждой такой зоны могут быть выделены зоны повышенной деформации более низкого порядка, разделенные относительно спокойными участками. Учитывая такое строение деформированных зон, можно связать единой закономерностью все тектонические взаимоотношения – от планетарных до локальных.

При любой деформации твердого и вязкого тела возникает разделение его на зоны, в которых сосредоточиваются преимущественно деформации, и на разделяющие эти зоны слабо деформирующиеся блоки, причем в таких зонах и блоках могут быть отдельные зоны и блоки низшего порядка.

Пространственная периодичность и дискретность размещения геологических объектов и структур – это системное свойство геоида. Устойчивость процессов регионального структурообразования как общепланетарное качество системы Земли вместе с периодичностью и дискретностью тех же региональных структур свидетельствуют о том, что главные свойства геологических структур всех уровней иерархии отражают единство общепланетарного создающего их механизма. Таким

механизмом является автоколебательная система, генерирующая волны напряжений различной длины, которые определяются особенностями ее строения. Разделение системы зонами деформаций на блоки имеет место в начальный период формирования планеты, а затем, в процессе раскручивания системы, происходит сжатие ее на 21,4 км вдоль оси вращения. Таким образом создается общеземное поле напряжения, которое изменяет первичный план деформаций и является конкретным выражением соответствия динамической устойчивости геоида. Системным свойством пространства являются поля напряжений различного рода и типа (вида). Вращение Земли вокруг своей оси неизбежно влечет за собой (с позиций механики) появление эффекта спирали, в результате которого поле напряжения должно регулироваться как элементами сферической (шара), так и винтовой симметрии.

По В.М. Рарвальскому, сложной динамической системой называется развивающаяся в пространстве и во времени совокупность объектов, определенным образом связанных друг с другом в единое целое и состоящих из большого числа элементов. Развитие тектоносферы как системы определяется неоднородностью ее состава, силами гравитации, направленными к центру системы Земли, тепловым потоком, который имеет противоположное направление, и многочисленными полями напряжения, имеющими различные направления. Все эти факторы определяют систему как нелинейную, не имеющую стационарного состояния. Вещество в такой системе находится в постоянном движении. Неотъемлемым свойством такой системы есть проявление физико-химических деформаций. Сила трения в такой системе направлена противоположно скорости. Деформации генерируют волны напряжений различной длины. Таким образом, нестационарность тектоносферы определяется тем, что составляющие ее массы стремятся к равновесному состоянию как в гравитационном, так и в тепловом, магнитном и других полях – что невозможно, поэтому такая система будет работать в автоколебательном режиме.

В верхних слоях тектоносферы энергомассопоток подвергает деформации литосферу и земную кору области океана, материка или переходную область. В литосфере одновременно проявляются напряжения сжатия и растяжения.

При деформации энергомассопотоком верхних слоев тектоносферы происходит количественное и качественное изменение деформируемой геологической среды (физико-химические деформации). Происходит эффект структурирования коры – то есть

возникают резонансно-тектонические структуры, четко выделяется эпицентр деформации, проявляется петрохимическая, геоморфологическая зональности. В эпицентре проявлен калиевый метасоматоз, развиты трубки взрывов, а на периферии развивается натровый метасоматоз, образуется большое количество крутых и пологих трещинно-брекчиевых зон (волновые эффекты), в которых локализуются углеводороды, вода, а также другие полезные ископаемые [6].

По данным многоволнового глубинного сейсмического профилирования установлена устойчивая корреляция месторождений глубинных сейсмических аномалий (мантийных и коровых) и крупных и гигантских месторождений нефти и газа в осадочном чехле (Букин Н.К., 1999 г.). Другими словами меридиональная гравитационная отрицательная аномалия контролирует крупные месторождения углеводородного сырья в полосе Западной Сибири, Средней Азии и южнее, в связи с прохождением в этой полосе глобальных энергетических процессов, связанных с дегазацией Земли, разуплотнением коры и мантии. Под воздействием сил гравитации сформировалась сложная система вращения в виде асимметрично и эволюционно развивающегося геоида.

Структурные элементы геоида разделены границами, возникшими под воздействием сил гравитации и генетически связанных с ними физико-химических деформаций. Эти элементы располагаются в геологическом пространстве закономерно, то есть эндогенные и экзогенные процессы, характеризующиеся как физико-химические деформации, протекают таким образом, что система Земли, эволюционно развиваясь в ротационно-плюмовом режиме, сохраняет свое динамическое равновесие. Структурные элементы всех уровней и иерархий развиваются под воздействием единого управляющего механизма автоколебательной системы Земли, что доказывается одновременным проявлением эндогенных процессов на всей ее поверхности.

Энергетические зоны Земли – это зоны, по которым происходит переток различных видов энергии, порождаемых в недрах Земли.

Области глубокофокусных землетрясений – наиболее видное и яркое энергетическое проявление. Там, где плотность имеет отрицательные избыточные значения, землетрясения не наблюдаются; там, где плотность положительна, – и в земной коре, и в верхней мантии регистрируются землетрясения [4].

Энергетически активные зоны геологической среды

Фундаментальная особенность геологической среды заключается в ее иерархическом пространственно структурированном устройстве. Каждый элементарный объем, ограниченный плоскостями ослабления *тектонических нарушений или границами раздела различных литологических* типов горных пород, входит в качестве отдельного элемента в другой структурный блок более высокого уровня, при этом сам состоит из более мелких геологических подсистем. Поэтому функционирование систем геологической среды более низкого ранга в энергетическом отношении имеет направленность и подчиненность системам более высокого уровня.

В соответствии с размерами структур находится и зависимость между энергией процессов и объемом геологической среды, вовлеченным в эти процессы. На высоком уровне источниками энергии могут быть современные тектонические движения плит, процессы кристаллизации, землетрясения, эндогенные геологические процессы, на меньшем уровне – оползни, гидрогеологические процессы, эрозия, осадки и др. В конечном итоге все виды воздействий проецируются на самый низкий иерархический уровень и в горных породах развиваются процессы деструкции, изменяются локальные поля напряжений, коэффициенты фильтрации подземных вод, прочностные свойства грунтов, скорости геохимических процессов и другие характеристики геологической среды.

В энергетически активных зонах вещество имеет не только литологические характеристики, но и геодинамическое состояние. Поля напряжений неотделимы от других физических реальностей и не могут считаться ни внутренними, ни внешними по отношению к любой изолированной системе. Эти поля имеют природу, связанную с кручением пространства, и представляют собой единое фрактальное семейство, повторяющее свою геометрию на различных масштабных уровнях. Векторы поля напряжений, проходя в течение геологической истории по одной и той же трассе, меняют направление, контролируя соответственно разновозрастные вещественные комплексы. Энергия может подниматься и опускаться соответственно по восходящему и нисходящему направлениям векторов поля напряжений, но она всегда движется по спирали; существует и горизонтальный переток энергии в среде [4, 5].

Участки пересечения векторов поля напряжений разных рангов могут являться областями генерации (аккумуляции) энергии, которая передается в окружающую среду.

При изучении нефтегазоносных территорий было установлено, что каждому месторождению соответствует своя энергетическая зона. Глубина и размеры энергетической зоны не всегда прямо пропорциональны размерам месторождения. Влияние на данные параметры оказывает скорость происходящих геодинамических процессов. Энергетические изменения не всегда сопровождаются литологическими изменениями и ограничиваются изменениями только физических полей. Например, залежи углеводородов имеют характерные аномалии повышенной проводимости на глубине их расположения. При геофизическом мониторинге вдоль профиля одного из месторождений Северо-Татарского свода было обнаружено исчезновение такой аномалии и ее перемещение на 50 м глубже.

Для отложений Западной Сибири характерна закономерная миграция активной динамической обстановки в западном направлении с одновременным изменением простирания с северо-восточного на субмеридиональное. Зоны перехода одной обстановки в другую, выраженные сочетанием продуктивных коллекторов и флюидоупоров, являются неравновесными. Они характеризуются в седиментогенезе контрастной энергетической активностью [7].

Существует известная структурная разобщенность в распространении коллекторов и флюидоупоров, обусловленная различной энергетической активностью их формирования в седиментогенезе. Толщи коллекторов лучшего качества сосредоточены на относительных поднятиях; флюидоупоры и нефтегазопроизводящие отложения тяготеют к длительно погружающимся впадинам с низкой энергетической активностью среды, системы переслаивания коллекторов и флюидоупоров – к структурам со сложной историей и динамикой развития. Различия в свойствах коллекторов предопределяются неодинаковой динамикой седиментации в купольных частях и на погружениях, относительными изменениями скорости осадконакопления, распределением пьезометрического давления и, следовательно, интенсивностью процессов выщелачивания в диагенезе. При погружении в купольных частях структур обычно образуются зоны разуплотнения, которые приводят к формированию скоплений углеводородов.

Изучение флюидной миграции и зависимости геохимических, гидрохимических и гидрогеологических индикаторов от свойств коллекторов показало, что литофлюидодинамические системы являются мобильными. В них постоянно протекают

динамические процессы, которые обусловлены движением флюидов и сопровождаются вещественно-структурными превращениями и изменениями свойств коллекторов.

Известно, что многие месторождения, где добыча нефти и газа приостанавливалась из-за истощения запасов, через определенное время снова начинали давать промышленные притоки углеводородов. Известны также случаи, когда оцениваемые начальные запасы углеводородов в процессе разработки месторождения неоднократно уточнялись по факту добычи в сторону их увеличения.

Гипотеза о современном углеводородном подтоке в нефтяные залежи основывается на тезисе о непрерывно-прерывистом характере генерации углеводородов, продолжающейся до настоящего времени. Доказательствами тому могут служить естественные выходы метана на дневную поверхность в Сураханах (Азербайджан) и из рифтовых долин Мирового океана через «черные курильщики», естественные выходы нефти на поверхности дна Мирового океана, выходы углеводородных газов и нефтей в результате извержения вулканов до превышения дебитов скважин над первоначально подсчитанными запасами на многих нефтяных месторождениях, а также в результате пульсирующего режима скважин месторождений Западной Сибири (Миннуллин Р.М., Тубман Ю.А., 2013 г.). Ромашкинское нефтяное месторождение также может быть приведено в качестве примера указанного явления. Залежи претерпевают так называемый феномен «второго дыхания» и характеризуются поступлением в скважины легких нефтей на завершающей стадии разработки месторождения, что доказано получением значительных притоков девонской нефти на, казалось бы, полностью выработанных участках площадей. Наблюдаемый феномен может быть связан с гипотезой о периодическом подтоке глубинных углеводородов в нефтяные залежи Ромашкинского месторождения. Существует также мнение, что нефтематеринские толщи осадочного чехла прилегающих впадин, вступая в главную зону газообразования, генерируют газы, которые затем мигрируют вверх по разрезу и, проходя через ранее сформированные залежи нефти, изменяют и «облегчают» их состав.

Нефть и газ находятся в первичном залегании под гипервысоким аномальным давлением и поступают в пласты залежи через поры, трещины, в первую очередь за счет разницы в давлении и удельном весе. Если первородное вещество характеризуется высоким содержанием ангидрида угольной кислоты (CO_2), то это, как правило, отражается на составе нефти повышенным содержанием твердых парафинов. Воды таких

месторождений относят к гидрокарбонатно-натриевому типу. Если же в первородном веществе содержится большое количество ангидрида серной кислоты (SO_3), то состав нефти отличается повышенным содержанием серы. Воды таких месторождений нефти и газа называют сульфатно-натриевыми. На рис. 3 изображен схематический поперечный разрез месторождения Биби-Эйбат (Брод И.О., Еременко Н.А., 1953 г.). Биби-Эйбат – сверхгигантское месторождение, расположенное на Апшеронском полуострове. Нефть обнаружена здесь в плохо проницаемых породах. И если бы нефть не мигрировала через трещины и разрывы в хорошо проницаемые пласты и породы, то она была бы обнаружена только внутри купола при аномально высоком давлении.

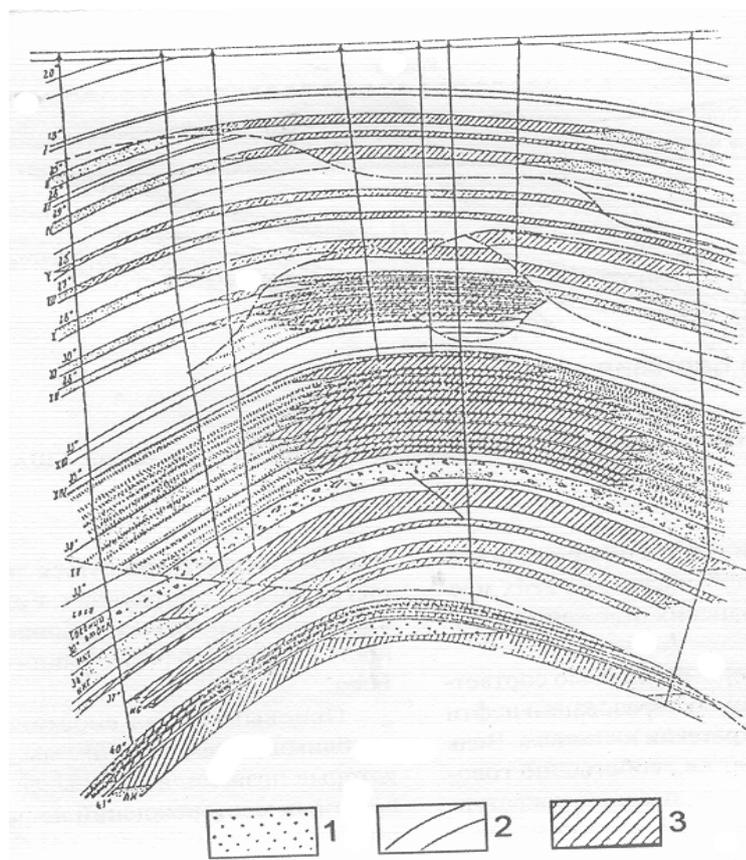


Рис. 3. Схематический поперечный разрез месторождения Биби-Эйбат: 1 – пески; 2 – глина; 3 – нефть (средний отдел насыщен водой)

Именно взаимодействием векторов поля напряжений разных рангов можно объяснить траектории выхода геодинамической энергии и потоков флюидов. Периодически возобновляющаяся геодинамическая активность в участках пересечения векторов полей напряжений разных рангов может создавать локальные

высокоэнергетические очаги, в которых и происходит перераспределение осадочного материала и формируются участки с улучшенными коллекторскими свойствами.

Геофлюидодинамика

Флюидодинамическая активность носит, как правило, очаговый (зональный) характер и сопровождается физико-химическими процессами растворения, выщелачивания, переноса и образования новых минеральных ассоциаций. Вторичное минералообразование имеет широкое развитие на границе палеозойских и мезозойских комплексов в Западной Сибири. Это создает не только минералогическую и гидрохимическую мозаику, но и предопределяет неуверенность в структурном картировании поверхности палеозоя (Запивалов Н.П., Аухатов Я.Г., 2013 г.).

Трещины и капиллярные каналы (поры) блоков матрицы в равновесном состоянии создают непрерывную углеводородную фазу и единую флюидодинамическую систему.

Геофлюидодинамика резервуаров, представленных пористыми или трещиноватыми средами, в существенной мере определяется стохастическими факторами, включая хаотическое распределение зерен породы и трещин по форме и размерам. Собственно характеристикой подобных объектов является не пористость, которую обычно связывают с размерами пор, а фрактальная размерность, отвечающая стохастическому распределению поровых пустот и трещинных каналов (Запивалов Н.П., Смирнов Г.И., 1995 г.).

При формировании месторождений углеводородного сырья большая роль принадлежит фильтрационным процессам, которые описываются в классическом варианте уравнениями Дарси и Кармана. Однако сложность состава коллектора и условия его локализации заставляют фильтрационные процессы отклоняться от классических моделей, что приводит к появлению коллекторов, в которых действуют нелинейные законы фильтрации.

По результатам анализов содержания маркеров установлено, что нередко «древние» (по времени образования) нефти аккумулируются в ловушках, образованных в пластах относительно «молодых» отложений. На огромной территории Восточно-Европейской плиты (от Новой Земли, через Тимано-Печорскую провинцию, Республику Коми, Пермь, Башкирию, Татария, Самару, Оренбург в Прикаспий и Казахстан) в венд-кембрийское время простирался древний океан. Сформировавшиеся в прибрежной зоне органические осадки подверглись по крайней мере 4–5-кратному погружению и подъему в

последующие эпохи. Были выделены многочисленные погружения, происходившие с очень высокой скоростью и формировавшие глубоководные бассейны в течение 1 млн лет. Главные нефтегазоносные бассейны мира возникли вследствие таких погружений [5]. Очевидно, что в процессе каждого погружения частично реализовывался нефтегенерационный потенциал доманиковых отложений, а «отжатые» при погружении нефть и газ аккумулировались в ловушках, образовавшихся в отложениях последующих эпох (от девона до миоцена). По этой причине остаточный нефтегенерационный потенциал баженовской свиты в Западной Сибири несколько выше, чем у доманикитов Предуралья, несмотря на то, что толщина доманиковских отложений выше (около 200 млн лет накоплений), в отличие от баженинов, где суммарное время накопления составляет не более 5 млн лет.

Примером (и подтверждением) участка повышенной продуктивности могут служить результаты геолого-геофизического и промыслового анализа на уникальном многопластовом Ван-Еганском месторождении. В разрезе месторождения выявлено более 50 продуктивных пластов, содержащих нефтяные, газовые и нефтегазовые залежи (Бембель С.Р., 2011 г.).

В Тимано-Печорской провинции установлено наличие флюидов трех катагенетических зон преобразования рассеянного органического вещества. Для ряда залежей отмечается присутствие аллохтонных нефтей, мигрировавших из силурийско-нижнедевонских отложений (Усинское месторождение). И в Тимано-Печорской, и в Волго-Уральской провинциях отмечается высокое содержание радиоактивных элементов (уран, торий) и меди в породах флюидоупоров и наличие монацит-циркон-титановых минеральных ассоциаций непосредственно в коллекторах.

Ромашкинское месторождение расположено в сводовой части Южно-Татарского свода и является крупнейшим многопластовым месторождением платформенного типа Волго-Уральской провинции. В пределах месторождения нефтеносность установлена в 22 горизонтах девонского и каменноугольного возраста, промышленные притоки получены в 18 горизонтах (Хисамов Р.С. и др., 2011 г.). Отложения башкирского яруса, общей толщиной пласта до 44 м, с несогласием залегают на породах серпуховского яруса (до 57 м) и гидродинамически связаны, вследствие чего имеют единый водо-нефтяной контакт на абсолютной отметке –543 м.

На нефтяных месторождениях, в том числе в Татарстане, известны многочисленные случаи получения притоков нефти на, казалось бы, полностью выработанных и обводненных участках. Несомненно, эти явления могут быть объяснены с различных позиций и иметь различные причины. Одной из причин инверсии дебитов скважин, периодического увеличения их продуктивности в практически полностью заводненных зонах является предположение о современном процессе миграции, аккумуляции нефти и восполнения залежей углеводородов.

Участки пересечения векторов полей напряжений разных рангов могут формировать структурные и литологические ловушки, зоны улучшенных коллекторских свойств и зоны переуплотнения, очаги повышенной концентрации нефти и газа.

На территории Республики Татарстан наибольшая часть месторождений нефти, приуроченных к карбонатным породам-коллекторам, сосредоточена в отложениях нижнего и среднего карбона структурных элементов восточного борта Мелекесской впадины и Южно-Татарского свода.

Наиболее распространенные типы коллекторов – поровый (кавернозный), смешанный (трещиновато-поровый) и трещинный. Спецификой карбонатных пород является их меньшая, по сравнению с терригенными породами, устойчивость в условиях недр. Кроме того, на контакте нефтяных залежей вторичные изменения коллектора приводят к частичной или даже полной изолированности нефтяных залежей от водоносной области и образованию обширных зон с ухудшенными свойствами (Онучин С.В., 2010 г.; Каюкова Г.П., Исламова Р.Р. и др., 2013 г.).

Куюмбинское нефтегазоконденсатное месторождение (Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления) приурочено к верхнерифейскому природному резервуару, образованному разнообразными породами – от известняков и доломитов до аргиллитов. Главной отличительной особенностью новой геологической модели Юрубчено-Тохомской зоны является пластовое субгоризонтальное залегание рифейских толщ и их резкая латеральная литолого-фациальная неоднородность (Славкин В.С., Бакун Н.Н., Копилевич Е.А. и др., 1994 г.). Неоднородный верхнерифейский продуктивный комплекс на Куюмбинской площади представляет собой компенсационное выполнение крупной отрицательной тектонической структуры – Куюмбинского грабен-рифта, представляющего собой единый крупнейший нефтегазопродуктивный объект.

Куюмбинское месторождение является сложным по своему геологическому строению. Выделено 24 тектонически экранированных блока. Характерными особенностями месторождения являются: массивные типы залежей; значительная толщина продуктивной части пласта; высокая доля эффективной толщины; наличие наклонных тектонических нарушений, затухающих к кровле; различное фазовое состояние блоков, наличие газовой шапки у 15 залежей. Нефтегазоносность связана с рифейскими карбонатными отложениями. Коллекторами являются кавернозно-трещиноватые доломиты верхней части рифейского комплекса. Следует отметить «сквозное» взаимное присутствие отдельных составляющих, характерных для каждого из типов разреза, последовательно в том или ином типе разреза, то есть отмечаются признаки функционирования общей, взаимосвязанной, латерально изменчивой, а следовательно, одновозрастной седиментационной системы. Установлены весьма сложные пространственные взаимоотношения разных типов разреза, что может быть объяснено исключительно фациальной изменчивостью внутри грабен-рифтового седиментационного бассейна.

Продуктивные рифейские отложения Куюмбинского месторождения свидетельствуют об исключительной сложности пространственного распределения коллекторов и флюидопоров. Строение месторождения отличается контрастностью взаимных переходов между зонами, инвариантностью трассировки большей части их границ даже при сложной их морфологии. Это можно рассматривать как показатель высокой степени унаследованности пространственной локализации типов разреза и, следовательно, зон формирования каждого из литолого-фациальных типов отложений при возможно подчеркнутой их геоморфологической выраженности.

На свойства коллекторов при погружении большое влияние оказывают неравномерная динамика, затрудненный или свободный режим перемещения флюидов. В Западной Сибири этот признак использован при разделении толщ коллекторов на авто- и интрагенетические комплексы. В автогенетических комплексах большую роль играют флюидопоры, ступени уплотнения и зоны разуплотнения, эволюция которых определяется внутренней спецификой толщ и является замедленной, а в интрагенетических комплексах эволюция перечисленных факторов определяется внешними условиями, которые приводят к быстрым и резким преобразованиям.

Автогенетические комплексы характеризуются высокой пористостью при ничтожной проницаемости, зонами аномально высоких или низких пластовых давлений, замедлением преобразований аутигенных минералов и органического вещества, обратной гидрохимической зональностью, аккумуляцией пластовой энергии и флюидов, притоками и поглощениями при вскрытии.

Интрагенетические комплексы отличаются высокой проницаемостью при любой пористости, близкими к гидростатическим давлениями, ускоренным преобразованием минералов и органического вещества. На разных уровнях организации вещества существуют и переходные звенья, отражающие единый флюидодинамический процесс формирования зон коллекторов нефти и газа.

Проведенный анализ показал, что уплотнение, кальцитизация, интенсивное окварцевание пород обуславливают уменьшение их емкостных свойств; выщелачивание и растворение минералов приводят к возникновению вторичной емкости. Другие процессы влияют на формирование коллекторов положительно или отрицательно в зависимости от интенсивности воздействия.

В многокомпонентных породах каждый из составляющих минералов и обломков вносит свой вклад в формирование пустотности. В известковистых песчаниках горизонтов ЮК₁₀–ЮК₁₁ тюменской свиты Талинского месторождения на глубине 2,5 км пористость за счет растворения кальцита увеличивается на 10–15%, в песчано-алевритовых породах пластов Ю₂–Ю₁₃ Уренгойского месторождения в интервале 3,5–4,5 км – на 3–8%, в глинисто-кремнисто-карбонатных породах пласта Ю₀ в основании баженовской свиты Салымского месторождения – до 20% (по В.Н. Белкину, на 5% карбонатного материала прирост пористости составляет 4,8%). В кремнисто-глинистых породах средних горизонтов толщи важную роль играет трансформация монтмориллонита. Она приводит к увеличению общей пористости на 3–5% (в некоторых случаях до 10%). При содержании в этих породах 50% кремнезема ведущим фактором формирования пористости становится его переход в кварц-халцедоновую модификацию (Гурари Ф.Г., Баженова О.К., 1998 г.). До 15–30% возрастает общая пористость терригенных пород в результате кислотного выщелачивания каолинизации (Киреева Т.А., Зонн М.С., 2003 г.).

Проведенные исследования показали, что зоны современных и древних водонефтяных контактов в карбонатных коллекторах являются не только флюидоупорами вследствие наличия в этих зонах продуктов биохимической деградации

высокомолекулярных компонентов остаточной нефти, но и миграционными каналами для межпластовых перетоков нефтяных флюидов при формировании и переформировании нефтяных залежей [7].

До 20% геологических запасов нефти глубокозалегающих карбонатных коллекторов могут содержаться в закрытых порах и кавернах и не могут быть извлечены с использованием традиционных технологий добычи. Очевидно, что вовлечение в разработку сосредоточенных в закрытых порах и кавернах запасов углеводородов требует специального воздействия на структуру пустотного пространства, которое приводит к созданию в пласте достаточно густой системы трещин, объединяющей изолированные поры и каверны с системой гидродинамически связанных пор и трещин.

Наличие под нефтяными месторождениями нефтеподводящих каналов позволяет по-новому подойти к освоению месторождений, повысить эффективность поисковых работ, правильнее оценить ресурсную базу как отдельных месторождений, так и регионов [8].

Под влиянием различных источников энергии углеводороды переносятся по коллекторам и трещинам, заполняя ловушки и образуя залежи. В зависимости от проявления дальнейших тектонических процессов эти залежи консервируются или разрушаются. Необходимо различать два состояния залежи в земной коре: природное и природно-техногенное.

Анализ динамики геолого-промысловых параметров и показателей разработки многих нефтяных и газовых месторождений показал, что все резервуары, независимо от литологии, идентичны по своим фильтрационно-емкостным свойствам.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Чеботарева И.Я., Володин И.А.* Пространственно-временной контроль геосреды на разрабатываемых месторождениях в режиме реального времени: Междунар.экон. форум «Каспийский диалог, 2011», Москва, 18-29 апреля 2011. М., 2011.
2. *Рыкунов Л.Н., Хаврошкин О.Б., Цыплаков В.В.* Аппаратура и методы для исследования слабых сейсмических эффектов // М., 1978. 31с. – Деп. в ВИНТИ 28.08.78, № 2919-78.
3. *Рыкунов Л.Н., Хаврошкин О.Б., Цыплаков В.В.* Эффект модуляции сейсмических шумов Земли // Наука и технология в России. 2000. №1–2 . С. 38–39.

4. *Казанкова Э.Р.* Системная организация полей напряжений в литосфере // Теория диссипативных структур в геологическом анализе: материалы Всерос. конф. Апатиты, 1998. С. 55–57.

5. *Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В., Судо Р.М.* Закономерности формирования геологических структур с позиции нелинейной геодинамики // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. М., 2002. Вып. 2. С. 85–98.

6. *Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В.* Прогнозирование залежей нефти и газа с позиции нелинейной геодинамики // Генезис нефти и газа: тез. Всерос. конф. М., 2003. С. 137–139.

7. *Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В.* Новый взгляд на формирование и переформирование скоплений углеводородов // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа: тр. Восьмой междунар. конф. М., 2005. С. 176–177.

8. *Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В.* Взаимосвязь глобальных геодинамических процессов и флюидодинамики Земли // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы: материалы Всерос. конф. М., 2008. С. 191–193.