

КОНТРОЛЬ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОМПЛЕКСА ПАССИВНЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

И.Я. Чеботарева, И.А. Володин
ИПНГ РАН

При разработке месторождений углеводородов актуальными являются следующие задачи:

- мониторинг состояния пласта;
- контроль продвижения потоков отбираемых углеводородов;
- контроль продвижения фронта закачиваемого флюида;
- оценка эффективности воздействия с целью интенсификации добычи нефти и газа
- контроль возникновения аварийных ситуаций.

При реализации технологий интеллектуальных скважин и интеллектуальных месторождений такой контроль должен быть оперативным и непрерывным, с функцией передачи информации на поверхность в режиме реального времени, без необходимости проведения внутрискважинных работ и прерывания процесса нормального функционирования промысловой скважины. Развиваемые методы должны обеспечивать возможность достаточно большого проникновения в глубь среды, составляющего сотни метров и километры. Современные возможности решения таких задач пока весьма ограничены. В связи с существующими потребностями в настоящее время активно развиваются методы пассивной сейсмологии.

Традиционный подход пассивной сейсмологии базируется на регистрации сигналов от очень слабых землетрясений и определении времен вступлений сейсмических фаз. Наши исследования показывают, что более эффективно упомянутые выше задачи можно решать с использованием шумоподобных волновых сейсмических полей. Содержащаяся в них информация позволяет изучать рассеивающие и эмиссионные свойства геосреды, пространственно-временные и частотные характеристики эмиссионного излучения; количественно оценивать реакцию геосреды на внешнее воздействие и выявлять индикаторы подготовки катастроф. В связи с этим разработана система методов геофизического контроля состояния коллекторов – пассивного сейсмического шумового мониторинга состояния геосреды.

Важной составляющей системы методов пассивного шумового сейсмического мониторинга является метод эмиссионной сейсмической томографии. Метод был разработан в рамках фундаментальных сейсмологических исследований для локализации слабых шумоподобных сейсмических источников [1, 2]. К настоящему времени метод эмиссионной томографии адаптирован для использования на разрабатываемых месторождениях углеводородов, в условиях действия интенсивной техногенной помехи. В данной статье приводятся полученные результаты экспериментальных исследований.

Преимущество используемых алгоритмов по сравнению с традиционными методами пассивной сейсмологии состоит в том, что в алгоритмах отсутствует этап определения времен вступления сигналов сейсмических источников. Поэтому эмиссионная томография эффективно работает в случаях, когда традиционные методы локализации источников теряют свою работоспособность: при интерферирующих и нечетких вступлениях, при слабых сигналах, полностью маскируемых шумом на единичных записях. Физической основой метода является экспериментально обнаруженный факт существования сейсмического отклика энергонасыщенной геосреды – существование областей слабого сейсмического излучения, активизирующихся при деформационных природных и техногенных воздействиях. Это раздробленные, трещиноватые зоны, разломы и большие трещины, каналы фильтрации флюида, пульсирующие скопления попутного газа, области концентрации напряжений и сильных термических градиентов и пр. Механизмы сейсмической эмиссии традиционно связывают с процессами разрушения, трения по границам блоков, трансформации излучения в областях сильной акустической нелинейности.

При практической реализации метода эмиссионной томографии регистрация волнового сейсмического поля проводится с помощью площадной группы высокочувствительных сейсмических регистраторов, расположенных на поверхности или с небольшим заглублением. В отличие от внутрискважинного мониторинга, такая система никак не влияет на нормальный процесс работы скважины и ее пропускную способность. Регистрирующая система может быть стационарной, либо, при необходимости локального временного мониторинга в пределах большой площади, может быть реализована в мобильном варианте с передвижной или стационарной базой сбора и обработки информации. Система передачи данных на центр сбора данных может предусматривать возможность

беспроводного обмена информацией (радио– и спутниковая связь), а также осуществляться по электрическим или оптоволоконным кабелям.

При обработке данных в качестве входной информации используется естественный сейсмический шум земли, coda-волны (хвостовая шумоподобная часть записей землетрясений и взрывов) и техногенный шум. С помощью компьютерной обработки данных с использованием специальных фокусирующих преобразований получается трехмерное изображение среды, в котором контрастно выделяются активно излучающие и рассеивающие излучение зоны. Возможна оценка мощности и частотного состава излучения.

Метод эмиссионной сейсмической томографии, обеспечивая локализацию глубинных источников когерентного сейсмического излучения, является эффективным и практически удобным инструментом для мониторинга динамического состояния среды и выявления глубинных локальных структур. При разработке нефтяных и газовых месторождений сильные изменения напряженного состояния среды при интенсивном отборе нефти и газа, в процессе формирования трещины гидроразрыва приводят к сейсмическому когерентному эмиссионному излучению из областей структурных дефектов и концентрации напряжений. Когерентный эмиссионный сейсмический сигнал порождается в процессе циркуляции флюида по каналам фильтрации и пульсаций скоплений попутного газа. В результате компьютерной обработки получается трехмерное изображение источников излучения в виде «облака», заполняющего излучающую область среды.

На разрабатываемых месторождениях углеводородов сейсмическое волновое поле содержит сильную пространственно когерентную помеху, вызываемую поверхностными и заглубленными техногенными источниками. При скважинных наблюдениях и существенном заглублении регистрирующих приборов влияние поверхностной помехи можно существенно уменьшить. Однако при поверхностной установке или небольшом заглублении (до 10 м) регистрирующих приборов поверхностная техногенная помеха может оказать сильное деструктивное влияние на результаты, экранируя слабый эндогенный сейсмический сигнал. Кроме того, на разрабатываемых месторождениях источники техногенной помехи расположены не только на поверхности, но и внутри массива пород. Как результат, на томографических изображениях среды при использовании ординарных алгоритмов проявляются только яркие изображения техногенных источников. Для обеспечения успешного анализа полевого материала с целью мониторинга слабого эндогенного сейсмического излучения в районе разрабатываемых месторождений углеводородов необходи-

мы разработка и использование эффективных методов устранения влияния мощных поверхностных и глубинных источников когерентных помех, создающих сильный экранирующий эффект при выделении слабых глубинных источников.

Анализ используемых алгоритмов эмиссионной томографии показывает, что если волновое поле является смесью случайного диффузного шума и слабого полезного сигнала, то увеличение числа каналов регистрации и увеличение времени накапливания позволяет подавлять влияние случайной помехи и выявлять экстремально слабые сигналы, полностью маскируемые шумом на единичных записях. При наличии техногенной помехи увеличение числа каналов и времени накопления вдоль сейсмических записей ситуацию не исправляет, так как помеха является не диффузной, а пространственно когерентной. Необходимо применять специальные методы, использующие информацию о пространственно-когерентных свойствах помехи. Для решения возникшей проблемы были разработаны новые и адаптированы известные в сейсмологии методы пространственной групповой фильтрации, нацеленные на подавление пространственно когерентных помех [3–4].

На рис. 1 показаны результаты численного моделирования, иллюстрирующие высокую эффективность некоторых из разработанных алгоритмов. В левой части рис. 1 приведены результаты использования режекторной пространственной фильтрации. При известных координатах источников помех режекторная фильтрация практически без искажения полностью устраняет влияние помех. Если положение источника помех не известно или источников очень много, эффективно использование адаптивной пространственной фильтрации, результаты которой показаны в правой части рис. 1. При адаптивной фильтрации нули диаграммы направленности выставляются таким образом, чтобы подавить излучение с пространственно-корреляционными свойствами помехи. Такой фильтр требует предварительной настройки по записям «чистой» помехи. В правой части рис. 1. вверху показана исходная модель, состоящая из интенсивной помехи и трех слабых полезных источников. В середине – результат адаптивной фильтрации при настройке по "чистой" помехе – помеху удается полностью подавить.

В реальных условиях записи «чистой» помехи часто получить невозможно, так как регистрируется смесь полезного сигнала и помехи. Используемые алгоритмы таковы, что настройку пространственного фильтра можно проводить и по смеси помехи и полезного сигнала. При этом подавляется излучение источника с большей мощностью. Такая возможность работы в режиме самоадаптации очень важна при практическом применении. В

правой части рис. 1 внизу показан результат использования адаптивной фильтрации в режиме самоадаптации. В результате фильтрации помеховый источник сильно ослаблен – до уровня полезных сигналов. Изменяя значения параметров фильтра, степень подавления помехи можно регулировать и полностью устранять помеховое излучение.

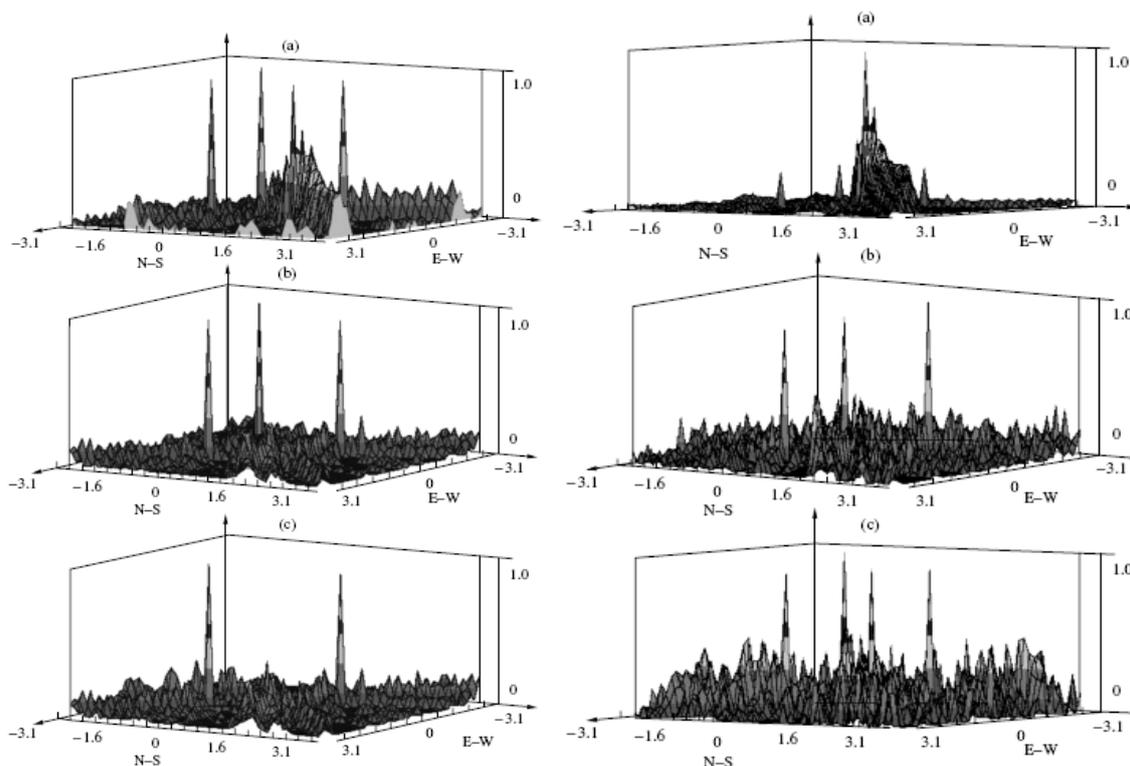


Рис. 1. Численное моделирование. Слева: а – исходная модель, изображение четырех источников шумового сейсмического сигнала одинаковой мощности, расположенных на поверхности; б – результат режекторной пространственной фильтрации, подавляющей один из источников; в – результат режекторной фильтрации, одновременно подавляющей два источника. Справа: а – исходная модель, изображение трех слабых источников полезного сигнала и интенсивного источника помехи; б – результат адаптивной пространственной фильтрации с настройкой по «чистой» помехе; в – результат адаптивной пространственной фильтрации в режиме самоадаптации, с настройкой по смеси сигнала и помехи

На рис. 2 а показана схема площадки наблюдений при шумовом мониторинге на нефтяном месторождении в Западной Сибири. Общее количество датчиков приемной группы составляло 60.

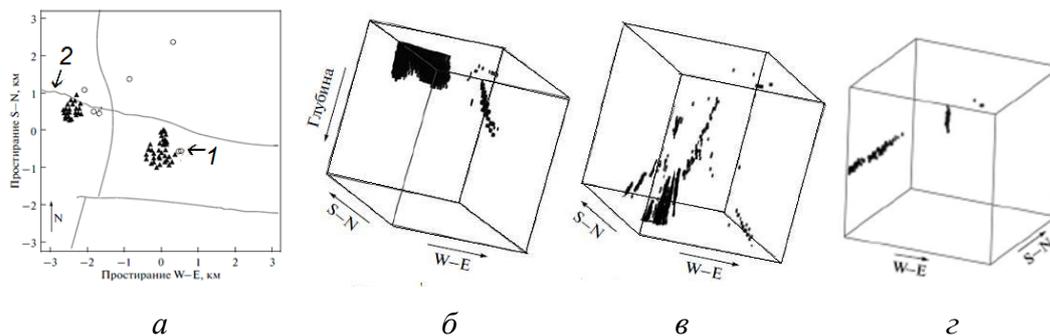


Рис. 2. *а* – Схема площадки наблюдений: треугольники - положение сейсмоприемников, кружки – пробуренные скважины, сплошные линии – тектонические разломы; 1 - локализация источника техногенной помехи; 2 - разлом, западная часть которого проявилась как область интенсивного рассеяния техногенного излучения; *б* – изображение среды, полученное с помощью ординарного алгоритма; *в* – результат использования одного из алгоритмов адаптивной пространственной фильтрации в режиме самоадаптации; *г* – результат использования адаптивного алгоритма, позволяющего проводить дифференциацию слабых источников

Геофоны располагались в скважинах на глубинах 5–7 м. На схеме, кроме сейсмоприемников, нанесено также положение главных разломов и пробуренных скважин. Записи первых дней наблюдений были осложнены сильной низкочастотной пульсирующей техногенной помехой, источник которой совпадает по положению со скважиной, давшей сильный приток нефти и обозначенной на схеме цифрой 1. На рис. 2б показано изображение среды, полученное с помощью ординарного алгоритма. На нем видны только интенсивные техногенные источники. Истинные, первичные источники локализуются в правой части объема в положении шумящих скважин. Протяженный источник в левой части объема является вторичным. Он совпадает с положением разломной зоны и является результатом захвата разломной зоной и последующего рассеяния техногенного излучения.

Рис. 2в иллюстрирует эффективность применения одного из методов адаптивной фильтрации. Экранирующее влияние интенсивной помехи удается полностью устранить. Проявились совсем другие источники: наклонная глубинная структура, переходящая в тонкий вертикальный объект под месторасположением шумящей скважины.

На рис. 2г показан результат применения более изощренного адаптивного фильтра, позволяющего последовательно выявлять более слабые источники. На этом рисунке под шумящей скважиной на глубинах 1–3 км четко виден сильно локализованный в плане и вертикально протяженный объект, по глубине расположенный ниже забоя скважины. Он совпадает с верхней частью структуры на рис. 2в. Выделенная неоднородность имеет

значительную вертикальную протяженность, и нижняя ее часть расположена на уровне свода фундамента. Этот объект может быть проинтерпретирован как нефтяная ловушка, в которую попала скважина. По своему положению выявленный объект сходен с описанием ловушки с поперечными размерами 200–300 м, глубинные корни которой уходили почти на километр в фундамент [6]. Ловушка была выявлена в районе п-ова Ямал на Новопортовском месторождении на границе между чехлом и фундаментом, в коре выветривания и зафиксирована не только на сейсмических разрезах: ее существование проверено бурением скважины, которая вскрыла насыщенный газом интервал разреза в девонских известняках глубиной около 1000 м.

Техногенная помеха, с одной стороны, является мешающим фактором. С другой стороны, наличие глубинных и мощных поверхностных техногенных источников создает сейсмическую «подсветку», которая может быть использована для выявления скоростных неоднородностей, трещин и разломов по рассеянному волновому полю от этих источников. Проблема выявления разломных зон важна и на стадии разработки и доразведки месторождений. К тому же разработка новых сложнопостроенных залежей с низкопроницаемыми коллекторами, находящихся в поздней стадии разработки изначально высокодебитных месторождений, но обводненных и с уплотнившимися фильтрационно-неоднородными коллекторами, выдвигает на первый план задачу картирования зон трещиноватости и разномасштабной сети разломов для обеспечения эффективного дренирования и планирования геометрии системы обводняющих скважин.

На рис. 3а и рис. 3б приведено изображение среды при наличии сильной техногенной помехи с использованием алгоритма выравнивания относительного вклада частот. На изображениях проявилась глубинная структура, видимая именно благодаря наличию техногенной подсветки. При отсутствии техногенной помехи такого изображения получить не удастся. Излучающая система имеет сложное слоистое строение, хорошо просматривается в присутствии интенсивной пульсирующей помехи и коррелирована по положению с разломом, помеченным цифрой 2 на схеме рис. 2а. Узкие изогнутые параллельные поверхности проявляют в основном широтное простирание, и главные детали квазивертикальны. На рис. 3г показано изображение разлома, полученное на другом месторождении при подсветке кодой местных землетрясений.

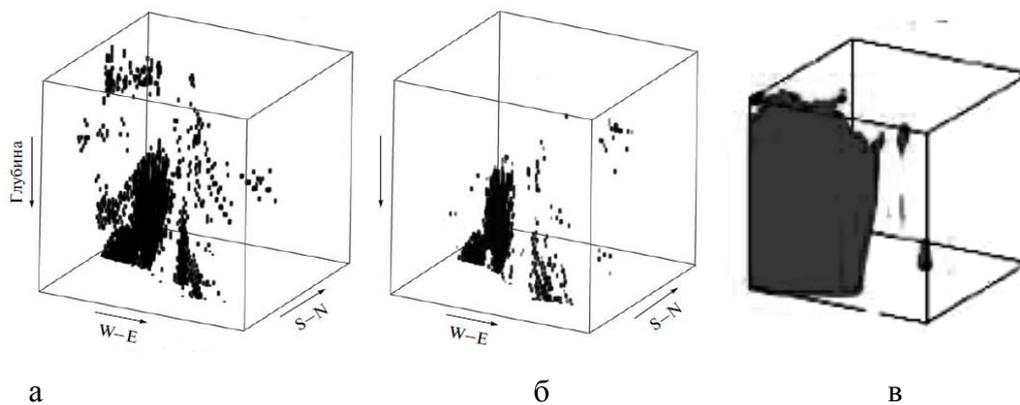


Рис. 3. Изображения среды с подсветкой техногенной помехой, *а* – диапазон частот 10-50 Гц; *б* – диапазон частот 30–50 Гц; *в* – изображения среды с подсветкой кодой местных землетрясений

По результатам пассивного шумового мониторинга обнаружено, что на территории разрабатываемого месторождения происходит захват разломной зоной и нелинейная трансформация техногенного помехового излучения, связанного с процессом разработки. Нелинейная трансформация техногенного излучения приводит к уширению спектра техногенного сигнала. На базе этой особенности развита методика, позволяющая использовать для выявления положения разломных зон, а также дренажной системы пласта подсветку техногенной помехой или передвижным вибратором при регистрации волнового поля на поверхности многоканальной сейсмической группой. При поверхностной регистрации волнового сейсмического поля в пассивном режиме площадной сейсмической группой, состоящей из 60 сейсмографов с линейной апертурой 3 км, при удачном расположении источника техногенной помехи относительно разломной зоны, удалось просмотреть положение разломной зоны до глубины 6 км. Перемещение сеймовибратора по площади и расчет изображений среды для различных положений вибратора обеспечивают выделение разломных зон при попадании источника сейсмического сигнала в окрестность разлома.

Пространственно когерентная составляющая сейсмического шума, являющаяся результатом сейсмической эмиссии эндогенных энергетически активных областей массива пород, в силу своей природы чрезвычайно чувствительна к изменению напряженного состояния геосреды, что позволяет использовать ее для пассивного пространственно-временного мониторинга залежи. На рис. 4*а* приведено изображение межблочного шва, проявившегося при анализе записей естественного сейсмического шума в отсутствие техногенной помехи. Геометрия проявленной области выявляет наличие куполообразной

структуры в районе полевых наблюдений. На рис. 4б приведено изображение областей тектонических подвижек по записям шума, содержащим короткие сейсмические фазы с четкими вступлениями. Положение выявленных источников коррелировано с пересечением тектонических разломов. Сейсмическое излучение является результатом небольших подвижек по ослабленным зонам, инициированных процессом разработки месторождения.

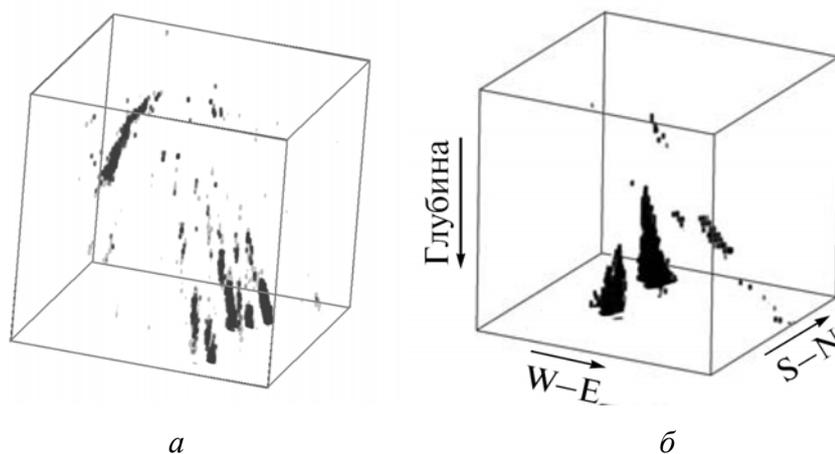


Рис. 4. *а* – изображение межблочного шва по записям сейсмического шума; *б* – изображение областей тектонических подвижек по записям шума, содержащим сейсмические фазы с четкими вступлениями

Эмиссионная томография является эффективным методом пассивной сейсмологии. Она позволяет локализовать источники активного и рассеянного излучения, проследить их миграцию в пространстве, оценить спектральный состав и мощность глубинного эмиссионного излучения. Другой тип сейсмической томографии – трансмиссионная томография – позволяет получать трехмерные распределения скорости и затухания внутри среды. Оба метода выявляют одни и те же объекты, используя различные физические свойства этих объектов. Комплексное использование двух типов сейсмической томографии позволяет значительно повысить точность каждого из методов и существенно увеличить информативность исследований, расширяет возможности пассивной сейсмологии при решении задач идентификации выявляемых геологических объектов и является многообещающим перспективным направлением развития методов пассивной сейсмологии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Николаев А.В., Троцкий П.А., Чеботарева И.Я. Способ сейсмической разведки. Авт. свидетельство на изобретение N1000962 Госкомизобретений СССР. 1982. Приоритет 1980.

2. *Tchebotareva I.I., Nikolaev A.V., Sato H.* Seismic emission activity of Earth's crust in Northern Kanto, Japan // *Phys. Earth Planet. Inter.* 2000. Vol. 120, N3. P. 167-182.
3. *Чеботарева И.Я., Кушнир А.Ф., Рожков М.В.* Устранение интенсивной помехи при пассивном мониторинге месторождений углеводородов методом эмиссионной томографии // *Физика Земли.* 2008. N12. С. 65-82.
4. *Чеботарева И.Я.* Новые алгоритмы эмиссионной томографии для пассивного сейсмического мониторинга разрабатываемых месторождений углеводородов: Ч. I: Алгоритмы обработки и численное моделирование // *Физика Земли.* 2010. N3. С. 7-19.
5. *Чеботарева И.Я.* Новые алгоритмы эмиссионной томографии для пассивного сейсмического мониторинга разрабатываемых месторождений углеводородов: Ч. II: Результат обработки реальных данных // Там же. С. 20-36.
6. *Бембель Р.М., Бембель С.Р.* Геосолитонная концепция месторождений углеводородов в районе Среднего Приобья // *Вестн. недропользователя.* 2008. N19. – Режим доступа: <http://www.oilnews.ru/magazine/2008-19-03.html>.

Публикации по результатам работы

1. *Чеботарева И.Я.* Новые алгоритмы эмиссионной томографии для пассивного сейсмического мониторинга разрабатываемых месторождений углеводородов. Часть I: Алгоритмы обработки и численное моделирование // *Физика Земли.* 2010. N3. С. 7-19.
2. *Чеботарева И.Я.* То же: Часть II: Результат обработки реальных данных // Там же. С. 20-36.
3. *Чеботарева И.Я.* Методы пассивного исследования геосреды с использованием сейсмического шума // *Акуст. журн.* 2011. Т. 57, N6. С. 857-865.
4. *Chebotareva I.* Seismic emission tomography for passive monitoring of hydrocarbon deposits // *Proc. 5th Norway – Russian Artic Offshore Workshop "Joint Research and Innovation for the petroleum industry working in the Arctic" 16-17 June.* 2010. Murmansk. Russia. <http://www.forskningsradet.no>
5. *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.