

Пассивная низкочастотная сейсморазведка – мифы и реальность

■ Шабалин Н.Я., Биряльцев Е.В., Рыжов В.А., ЗАО «Градиент», г. Казань

Введение

Переход крупных и уникальных нефтяных месторождений на позднюю стадию эксплуатации, в первую очередь в Урало-Поволжье и Западной Сибири, сложность поисково-разведочных работ на шельфе арктических морей и в Восточной Сибири, вызвали в 90-х годах XX века повышенный интерес к поиску малых месторождений-спутников, доразведке краевых зон, определению зон невыработанных заводнением. Зачастую, классических методов сейсморазведки оказывалось недостаточно для решения этих задач, так как поисковые объекты имели малые размеры, малую амплитуду, различные осложняющие факторы в виде замещений, размывов и врезов. Эффективная нефтенасыщенная толщина таких залежей обычно составляет несколько метров, что не дает возможности применять методы динамического анализа сейсмических данных. Да и экономическая эффективность постановки высококачественной 3D сейсмики на объекты с потенциальными извлекаемыми запасами в первые сотни тысяч тонн вызывает сомнение.

Потребность в комплексировании данных структурной сейсморазведки с методами, чувствительными к типу насыщения, вызвала всплеск методов, которые позиционировали себя как прямые методы поиска углеводородов. Некоторые методы, такие как AVO-анализ, имели ясные физические и математические основы, для других методов, таких как технология ГОНГ, физические основы были не столь явны, значительное число «технологий» (микрелептонные и торсионные поля, экстра-сенсорный поиск) были откровенным шарлатанством. За последние 15-20 лет, как в России, так и за рубежом, возникла

также группа технологий, основанных на спектральном анализе микросейсмического поля, к которым геофизическая общественность отнеслась очень неоднозначно. С одной стороны, микросейсмическое поле — это реально существующая физическая сущность, в отличие от тех же торсионных и микрелептонных полей. С другой стороны, как из этого поля извлечь информацию о типе насыщения, с какой точностью, и можно ли это сделать вообще — непонятно.

В этой статье мы попытались осветить сущность пассивных спектральных микросейсмических методов, определить их возможности, ограничения и возможное место в обойме поисково-разведочных геофизических методов.

История развития

В 1993 году Арутюнов и др. [1] описали эффект увеличения спектральной плотности микросейсм в диапазоне 2-3 Гц над нефтегазовыми залежами. На основе данного эффекта ими несколько позже был разработан поисково-разведочный метод на нефть и газ, названный АНЧАР. Позднее данный эффект был подтвержден независимыми исследователями, в том числе за рубежом [2]. В 2003 году по инициативе Р.Х. Муслимова по практически аналогичной методике DISCH метод был апробирован в Республике Татарстан. Результаты апробирования скорее опровергли, чем подтвердили применимость метода — спектральные максимумы между 2 и 3 Гц наблюдались во всех точках исследования, в том числе около достоверно сухих по всему разрезу скважин. Вместе с тем, спектр в низкочастотном диапазоне 1-10 Гц демонстрировал некоторые, еще не очень понятные закономерности, что заставило внимательнее взглянуть на изучение микросейсм.

Разработчики метода АНЧАР выдвигали в качестве обоснования повышения спектральной плотности теорию «странного аттрактора» – дополнительного микросейсмического излучения, генерирующегося нефтегазовыми залежами за счет внутренних процессов [3]. Это обоснование весьма спорно с точки зрения физики явления, но, самое главное, оно не предлагало методики для теоретического расчета положений спектральных максимумов. Несколько лучше с физикой обстоит дело у другого обоснования [4], постулирующего, что дополнительная спектральная энергия возникает вследствие аномального рассеяния низкочастотных сейсмических волн на газовых пузырьках, содержащихся в нефтяных залежах. Вместе с тем, это обоснование предполагало наличие нескольких скрытых параметров (например, диаметр пузырька), подбирая которые можно было получить практически любую частоту аномального рассеяния.

В 2005 году авторами данной статьи была выдвинута гипотеза [5], что аномальные спектральные максимумы имеют резонансную природу. Геологическая среда имеет преимущественно горизонтально-слоистое строение со слоями с различным упругими свойствами. Хорошо известно [6], что при распространении сейсмической волны в слоистой среде, на длинах волн, сопоставимых с мощностью слоев, частотная характеристика сейсмических волн претерпевает изменения. На ряде частот возникают так называемые собственные резонансные колебания, приводящие к увеличению спектральной мощности, а между собственными частотами — соответственно к ее уменьшению. Интенсивность перераспределения энергии зависит от контрастности границ, чем контрастнее (в плане акустической жесткости) геологические слои, тем

более характерны максимумы на собственных частотах. Из вышесказанного вытекает следующее обоснование: любая слоистая геологическая среда обладает собственной частотной характеристикой, нефтегазовая залежь вносит дополнительную контрастность в разрезе, что вызывает изменение структуры спектральных максимумов.

Рассчитанные на основе данного подхода частотные характеристики среды для скоростной модели разреза Южно-Татарского свода показали, что около 2.5 Гц наблюдается устойчивый спектральный максимум именно для среды без нефтенасыщения в разрезе, что объяснило вышеупомянутые результаты исследований по методике DISCH. Нефтенасыщение в среднем и нижнем карбоне, в геологических условиях Республики Татарстан, вызывает появление нового спектрального максимума в диапазоне 4-6 Гц.

Физико-математические основы метода

Из физики явления вытекает, что для различных геологических условий залегания поискового объекта, поисковые признаки, т. е. положение спектральных максимумов в спектре микросейсм, будет различно. На спектральную характеристику влияет не только скоростная характеристика среды, но и положение залежи в разрезе. Это большая проблема для практического геофизического метода. Для ее решения возможно применение статистических методов — набор статистики в пределах некоторой нефтеносной провинции на материале участков с доказанной нефтеносностью в различных этажах нефтеносности. Статистический подход требует объемных предварительных исследований или калибровки метода «на лету» - при проведении исследований на некотором участке снимается спектр микросейсм около сухой и продуктивной на целевом

горизонте скважинах, и затем производится сопоставление спектров в данных точках со спектрами точек полевых наблюдений. Статистический метод очень трудоемок, для надежных оценок требуется не менее сотни скважин на каждом этаже нефтеносности конкретной провинции. Следует отметить, что зависимости между спектрами микросейсм и скоростной моделью изменяются от провинции к провинции гораздо сложнее, чем, например, зависимости между данными каротажа и петрофизическими характеристиками и требует более сложного статистического анализа. Калибровка «на лету» имеет ряд проблем в практическом применении: 1) не всегда в районе работ находятся нужные скважины; 2) геологическое строение в области калибровочных скважин и на площади исследований может отличаться, особенно в верхней части разреза; 3) разработка меняет насыщение и следовательно, механические свойства изучаемого пласта; 4) краевые эффекты могут исказить спектры на калибровочных скважинах; 5) на малом статистическом материале калибровочных скважин легко выделить не тот поисковый признак и неверно проинтерпретировать полевые данные. Кроме того, статистическо-калибровочный подход принципиально не работает на территориях, где нет скважин.

Поскольку «гипотеза резонанса» имеет под собой строгую математическую основу — механику сплошной среды, принципиально возможно пойти расчетным путем и рассчитать ожидаемые частотные характеристики для конкретного скоростного разреза и положения поискового объекта. Для практического применения расчетного метода как основы для интерпретации микросейсмических данных существовало две трудности. Первая связана с чисто вычислительным аспектом. Расчет частотной

характеристики среды для реальных сред, состоящих из десятков слоев, невозможно провести аналитически. Если положение собственных частот для многослойных сред еще можно вычислить, то амплитуда на данных частотах принципиально не поддается аналитическому расчету [7]. Кроме того, аналитическому расчету не поддаются интенсивность на краях залежи, многослойные залежи, а также неплоскопараллельное залегание.

Теоретический расчет ожидаемых частотных характеристик микросейсм для различных положений поискового объекта для сколь-нибудь сложных случаев можно произвести только на основе численного моделирования распространения сейсмических волн в 2-D и 3-D постановках (рис. 1). Популярные в сейсмике подходы к построению синтетических сейсмограмм на основе свертки сейсмического импульса и последовательности коэффициентов отражения по скважинным данным принципиально не подходят для решения этой задачи. Поскольку мощность слоя сопоставима с длиной волны, геометрические законы отражения-преломления здесь не работают, необходимо полное волновое моделирование. Такие задачи требуют вычислительных мощностей в несколько Терафлопс и решаются только на суперкомпьютерном оборудовании.

Для решения этой задачи был разработан собственный моделирующий пакет программ с использованием, так называемых, графических вычислений — сравнительно новой технологии, позволяющей использовать для вычислительных задач гигантские вычислительные мощности игровых графических карт. Поскольку одна графическая карта заменяет в задачах моделирования распространения сейсмических волн несколько десятков обычных процессоров [8], это решение позволяет решить задачу

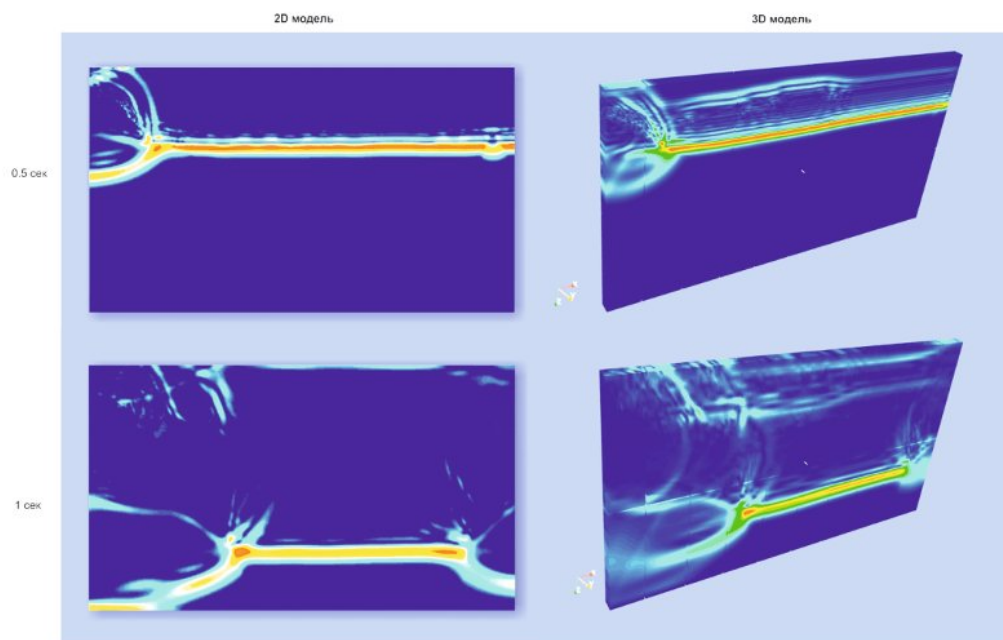


Рис. 1. Примеры распространения волновых процессов в среде для 2D и 3D моделирования

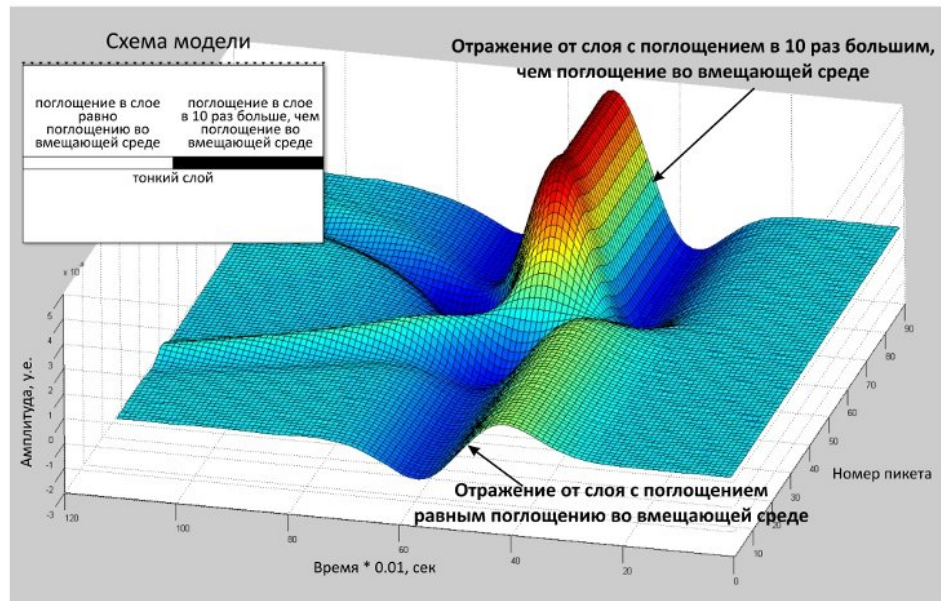
расчета частотных характеристик теоретическим путем для геологической среды любой сложности с практически приемлемым бюджетом.

Вторая трудность касается реологических моделей залежи, применяемых при расчете. То, что нефтегазонасыщение меняет сейсмические характеристики среды, не подлежит сомнению. Такие известные технологии как AVO, анализ добротности среды Q и ряда других сейсмических атрибутов, основаны именно на детектировании изменения сейсмических характеристик при изменении характеристик насыщения по данным активной сейсморазведки. Известны работы Голошубина по экспериментальному определению зависимости спектрального состава отраженных волн от типа насыщения пористой среды [9, 10], которые, очевидно, также свойственны для естественных сейсмических волн (микросейсм).

Для выбора реологической модели были проанализированы результаты по расчету отражения на границе сред Био и Фойгта [11] и по расчету частотной зависимости скорости распространения сейсмической волны в вязкоупругой модели и модели Уайта [12]. Также были

проведены собственные вычислительные эксперименты по отражению волнового импульса от тонкого слоя с повышенным затуханием. В результате было выявлено, что скорость распространения сейсмических волн в любой диспергирующей среде для сейсмического диапазона 30-50 Гц и для низкочастотного 1-5 Гц отличаются. В низкочастотном диапазоне скорость продольных волн на 15-25% ниже, чем в сейсмическом диапазоне для реалистичных характеристик сред. На рис. 2. представлены результаты собственного вычислительного эксперимента, в котором рассчитывалось отражение единичного импульса от тонкого слоя с нормальным, как и во вмещающей среде (добротность $Q=500$) и повышенным в 10 раз (добротность $Q=50$) коэффициентом поглощения. Контрастность акустической жесткости слоя относительно вмещающей однородной среды составляла 0.9. Хорошо видно, что для варианта с повышенным поглощением отраженный импульс имеет вдвое большую амплитуду. Таким образом, расчет теоретических частотных характеристик можно производить, используя эффективную модель залежи, как слоя с повышенным коэффициентом поглощения.

Рис. 2. Форма отраженной волны от тонкого слоя с пониженным волновым сопротивлением, а также с поглощением, равным поглощению в среде (ближе) и с поглощением в 10 раз большим, чем поглощение в среде (дальше).



Естественный микросейсмический фон в значительной мере формируется техногенными источниками — городами, дорогами, работающими механизмами, в связи с чем интенсивность микросейсмического фона подвержена ярко выраженной суточной цикличности. (рис. 3). Для нейтрализации этого эффекта необходимо применять суточные записи микросейсм и использовать непараметрические статистические методы для сопоставления спектров теоретических и наблюдаемых микросейсм.

Возможности метода

Метод низкочастотного сейсмическо-

го зондирования (НСЗ) имеет следующее типовое применение. Для площади исследований рассчитываются теоретические спектры для среды с залежью в известных горизонтах нефтеносности. Полевые данные для каждого пункта наблюдения сопоставляются с каждым из теоретических спектров, строится общая карта схожести спектров для каждого из горизонтов. Возможна и более сложная технология, когда горизонт нефтеносности неизвестен или их может быть несколько. В этом случае рассчитываются теоретические спектры для глубины залегания залежи от дневной поверхности до некоторой предель-

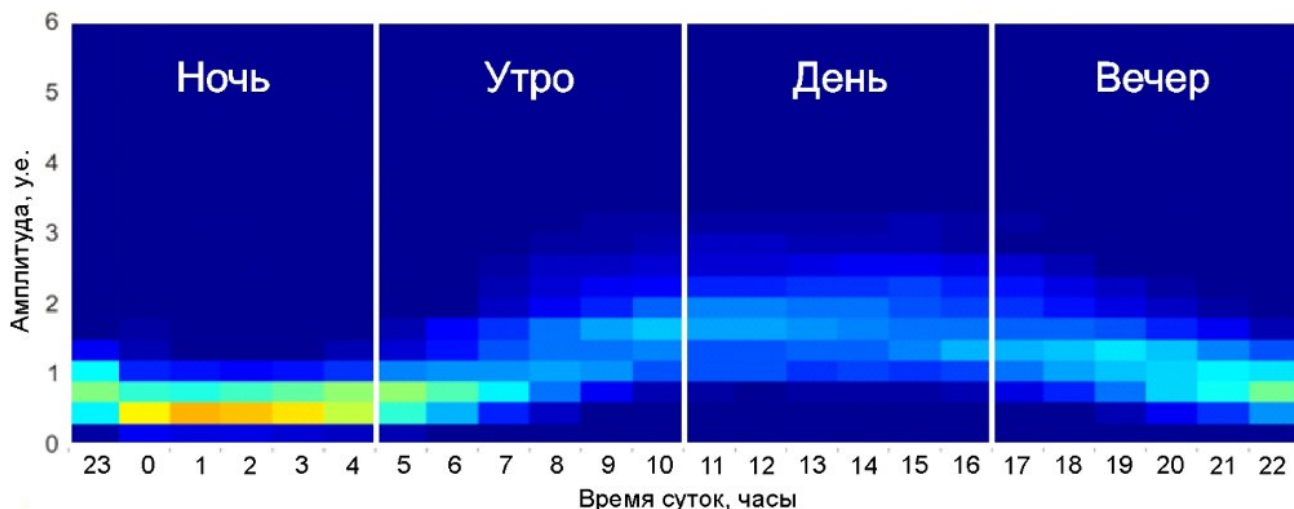


Рис. 3. Распределение параметра «Амплитуда» аномалии в течение суток.

ной глубины с шагом в несколько десятков метров. Результаты обработки, при адекватной скоростной модели, представляют собой фактически куб параметров (рис. 4), пропорционального вероятности нахождения залежи углеводородов.

Как следует из изложения технологии, метод основан на использовании скоростной модели разреза. В этом кроется определенная проблема. Для качествен-

ной или с расчетным спектром для пустого разреза. Такая ситуация теоретически возможна, отображение скоростной модели разреза на спектральную характеристику не обязано быть взаимно однозначным. Поэтому при применении данного метода целесообразно заранее рассчитать спектры для интересующих горизонтов залегания и убедиться в принципиальной различимости спектров.

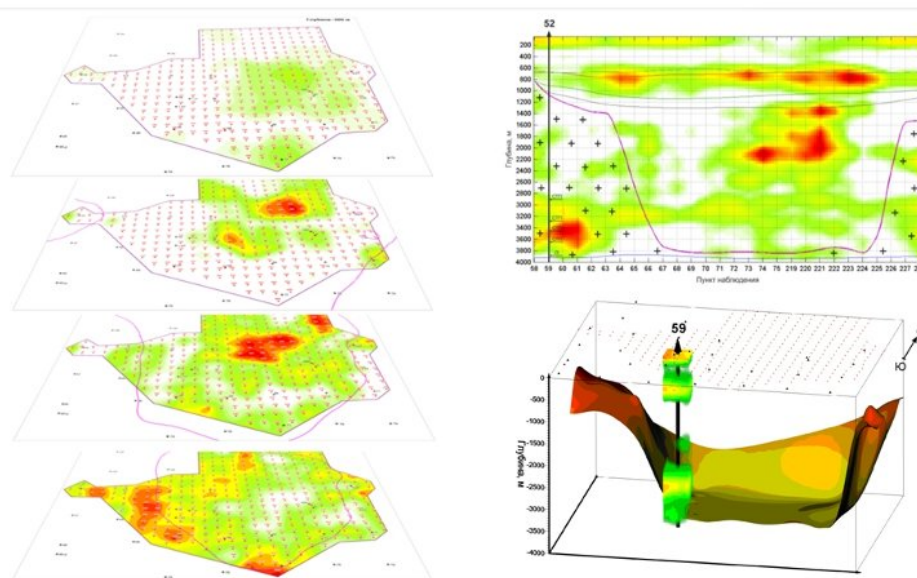


Рис. 4. Представление результатов обработки данных пассивных микросейсмических исследований в виде срезов и разрезов 3D куба вероятности нахождения залежи углеводородов

ного расчета модельных спектров микросейсм необходима достаточно детальная модель пластовых скоростей на площади исследования. Известно, что скоростные модели по наземной сейсморазведке не всегда обладают требуемой детальностью и не соответствуют пластовым скоростям, особенно в верхней части разреза. Для качественного расчета необходимо использовать данные ВСП, экстраполировав их вдоль сейсмических горизонтов на всей площади работ. В районах с почти плоскопараллельным залеганием это не представляет сложности, однако, для более сложной геологии эта задача может вызвать серьезную трудность.

Более принципиальной проблемой является возможная практическая неразличимость расчетных спектров для некоторых горизонтов залегания между

Серьезным фактором, мешающим правильной интерпретации, может явиться повышенная локальная техногенная шумовая компонента от скважинного и бурового оборудования, трубопроводов, дорог с интенсивным движением и других близких источников. Локальное оборудование имеет свой собственный спектр, который, естественно, фиксируется датчиками микросейсм. Если спектры удаленных источников усредняются и образуют в однородной среде так называемый фликкер-шум с предсказуемыми характеристиками, то интенсивный локальный источник вкладывает свой спектр в общий микросейсмический сигнал «как есть». Фильтрация близких источников представляет собой сложную математическую задачу, требующей настраиваемых нелинейных

методов фильтрации. Особо интенсивные локальные шумы могут и не отфильтроваться до требуемого уровня и исказить результаты интерпретации. Поэтому, в частности, автоматически построенные карты схожести спектров подвергаются ручному анализу, в котором отбраковываются аномалии, вызванные локальными источниками.

Из длин волн используемого сейсмического диапазона (1-5 Гц) вытекают и точностные характеристики по определению глубины и местоположения поискового объекта, а также ограничения на размер объекта, который может быть определен по данному методу. Так как длина волны на частоте 1-5 Гц составляет первые сотни метров, то минимальный размер объекта и точность его позиционирования по глубине и простиранию в зависимости от глубины составляет 100-400 метров. Чем больше глубина залегания, тем больше минимальный размер объекта, и тем больше получается неопределенность его положения по глубине и в плане. Конкретные оценки зависят от скоростной модели. Этим фактором, в частности, определяется оптимальный шаг наблюдений, шаг мельче 200-300 метров для большинства решаемых задач нецелесообразен.

В настоящее время в качестве реологической модели для расчетов модельных частот применяется модель вязкоупругой среды Фойгта. При варьировании коэффициента затухания и контрастности залежи, можно получить достаточно реалистичные спектры. Вместе с тем, данная реологическая модель обладает следующим ограничением — коэффициент затухания никак не связан с характеристиками флюида и коллектора. Это не позволяет теоретически оценить, даже при совершенно адекватной скоростной характеристике, насколько интересна выявленная залежь для разработки — какая у нее нефтенасыщенность, эффек-

тивная толщина и др. параметры, важные для принятия решения о бурении. Путь решения этой проблемы принципиально понятен — это усложнение реологической модели. Наиболее известной моделью, содержащей такие параметры как пористость, проницаемость и вязкость флюида, является модель Био. Программный моделирующий комплекс с моделью Био для решения задачи распространения сейсмических волн на кластере графических процессоров в настоящее время разработан, ведутся тестовые исследования, и мы надеемся, что в результате них появится возможность определения не только геометрических характеристик залежи, но и ее кондиций.

Заключение

Таким образом, развиваемый ЗАО «Градиент» пассивный микросейсмический метод основан на известных физических принципах, обработка и интерпретация производится на основе развитого математического аппарата и мощных вычислительных средствах. Так как основой для интерпретации данного метода спектрального анализа микросейсмического поля является скоростная модель разреза, то наиболее оптимальным является его применение совместно со стандартными методами активной сейсмики в 2D и 3D вариантах. В этом случае метод работает в различных геологических провинциях на решение задач поиска, разведки и доразведки с высоким коэффициентом подтверждаемости, так, например, по независимым оценкам [13] в Урало-Поволжском регионе, коэффициент подтверждаемости достигает 80%. Упрощенный подход к анализу микросейсмических данных, применяемый некоторыми геофизическими компаниями, чреват грубейшими ошибками и является, по сути, дискредитацией данного перспективного геофизического направления.

Литература

1. Арутюнов, С.Л. Прямой метод акустической низкочастотной разведки на нефть и газ (результаты и перспективы) [Текст] / С.Л. Арутюнов, О.Л. Кузнецов [и др.] // Сборник Международной научной конференции «Геофизика и современный мир». — М., 1993.
2. S.Dangel. Phenomenology of tremor-like signals observed over hydro-carbon reservoirs. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, No128, 2003, p.135-138.
3. Графов Б.М., Арутюнов С.Л., Казаринов В.Е., Кузнецов О.Л., Сиротинский Ю.В., Сунцов А.Е. Анализ геоакустического излучения низкочастотной залежи при использовании технологии АНЧАР. 1996, *Геофизика* 5, С. 24-28.
4. Корчагин, С.А. Механизм низкочастотных резонансов в пористой породе [Текст] // *Геофизика* 2000. — № 6.
5. Biral'tsev, E.V. The analysis of microseisms spectrum at prospecting of oil reservoir on Republic Tatarstan [Text] / E.V. Biral'tsev, I.N. Plotnikova, I.R. Khabibulin, N.Y. Shabalin // EAGE Conference. — Saint Petersburg, Russia, 2006.
6. Бреховских Л.М. Волны в слоистых средах. — М.: Наука, 1973. — 343 с.
7. А.Н.Тихонов, А.А.Самарский, Уравнения математической физики. Учеб. пособие. — 6-е изд., испр. и доп. — М.: Изд-во МГУ, 1999.
8. Галимов М.Р. Некоторые технологические аспекты применения высокопроизводительных вычислений на графических процессорах в прикладных программных системах [Текст] / М.Р. Галимов, Е.В. Биряльцев // *Вычислительные методы и программирование*, 2010. Т. 11, С. 77-93.
9. Korneev, V.A., G.M. Goloshubin, T. M. Daley, and D. B. Silin, 2004, Seismic low-frequency effects in monitoring fluid-saturated reservoirs: *Geophysics*, 69, 522–532.
10. Goloshubin, G., C. Van Schuyver, V. Korneev, D. Silin, and V. Vingalov, 2006, Reservoir imaging using low frequencies of seismic reflections: *The Leading Edge*, 25, 527–531.
11. Козлов Е.А. Модели среды в разведочной сейсмологии Тверь, Изд-во ГЕРС, 2006
12. Beatriz Quintal, Stefan M. Schmalholz, Yuri Y. Podladchikov, Low-frequency reflections from a thin layer with high attenuation caused by interlayer flow: *GEOPHYSICS*, VOL. 74, NO. 1
13. Интервью с заместителем генерального директора — главным геологом ОАО «Татнефть» Раисом Хисамовым. "Надо работать над увеличением КИН". Журнал "Экономика и ТЭК сегодня". С.94-98

Подробнее об авторах



Шабалин
Николай Яковлевич

генеральный
директор
ЗАО «Градиент»



Биряльцев
Евгений Васильевич

заместитель
генерального директора
по науке, к.т.н.
ЗАО «Градиент»



Рыжов
Василий Александрович

руководитель
информационно-
аналитического центра,
к.ф.-м.н.
ЗАО «Градиент»