

# Определение преимущественного направления трещиноватости на основе полноволнового численного моделирования распространения волн и метода максимального правдоподобия

**Е.В. Биряльцев**

зам. ген. директора по науке и новым технологиям<sup>1</sup>

[igenbir@yandex.ru](mailto:igenbir@yandex.ru)

**В.А. Рыжов**

руководитель информационно-аналитического центра<sup>1</sup>

[vrizov@mail.ru](mailto:vrizov@mail.ru)

**М.Р. Камилев**

инженер<sup>1</sup>

[marselk@mail.ru](mailto:marselk@mail.ru)

<sup>1</sup>ЗАО «Градиент», Казань, Россия

**Для повышения эффективности ГПП до его проведения необходимо хорошее знание механических характеристик околоскважинного пространства как исходных данных для дизайна трещины ГПП. Одной из таких характеристик является преимущественное направление трещиноватости, причем не только в призабойной зоне, но и на некотором удалении от скважины, туда, куда может распространиться трещина ГПП. Авторы предлагают расширить возможности технологии полноволновой локализации микросейсм (ПВЛ, FWL), которая ранее использовалась для источника типа «центр взрыва» («explosive») до случая источника типа «раскрывающаяся трещина» («tensile crack») ограничиваясь рассмотрением вертикальной трещины. В работе представлены результаты применения технологии на реальных данных.**

## Материалы и методы

Микросейсмические записи, скоростная модель по данным ВСП, метод полноволнового численного моделирования, метод максимального правдоподобия.

## Ключевые слова

гидроразрыв пласта, микросейсмический мониторинг, наблюдения с поверхности, трещиноватость, полноволновое моделирование

Гидроразрыв пласта (ГПП) является одной из технологий интенсификации добычи нефти, представляя собой механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором за счет поднятия давления жидкости гидроразрыва выше горного давления образуется искусственная трещина большой протяженности. По мере расширения ее применения все большее внимание уделяется методам повышения эффективности применения ГПП, в частности контролю за его результатами. Одним из наиболее бурно развивающимся направлением контроля результатов ГПП является микросейсмический мониторинг процесса ГПП.

Хорошо известен метод мониторинга ГПП при наблюдениях из соседних скважин. Регистрация производится скважинными трехкомпонентными сенсорами, аналогичным сенсорам, применяемым при ВСП. Импульсы микросейсм от трещинообразования пикируются на каждом сенсоре по приходу Р и S волн, что позволяет, при известной скоростной характеристике, определить методом наименьших квадратов положение очагов каждого зарегистрированного импульса. Данный метод позволяет локализовать трещину ГПП как в плане, так и по вертикали. Наблюдения в скважинах свободны от поверхностных помех, что позволяет достигать удовлетворительных результатов с применением относительно простых аппаратных средств и методов обработки микросейсмических сигналов.

Однако скважинный мониторинг ГПП невозможен при отсутствии соседних скважин, а при их наличии требует остановки добычи или нагнетания, что приводит к существенным экономическим потерям. Таким образом, скважинный мониторинг ГПП обладает некоторыми ограничениями по применимости. Альтернативный метод наблюдения при расположении датчиков на дневной поверхности не требует использования скважин, что делает этот метод потенциально более универсальным, чем скважинный мониторинг. Наблюдения ГПП с дневной поверхности отличаются высокими уровнями поверхностных шумов и требуют специальных методов обработки, работоспособных при уровне сигнала на отдельном датчике ниже уровня шумов.

Задача локализации микросейсмических источников является хорошо известной в радиотехнике [1] задачей обнаружения сигналов при многоканальном приеме и решается разными методами. Применительно к задаче локализации источника микросейсм они обладают различной точностью локализации, устойчивостью

к шумам и вычислительной сложностью. Наиболее часто для восстановления местоположения очагов микросейсм при зашумленных данных используется метод фокусирующего преобразования [2], позволяющий динамически отбраковывать наименее информативные сенсоры. Метод дифракционного суммирования относительно прост в реализации, однако недостаточно устойчив к поверхностным шумам. Известен также метод Time Reverse Modelling [3, 4], который по устойчивости к поверхностным шумам и точности локализации превосходит метод дифракционного суммирования [5]. Авторами развивается метод локализации сопровождающих ГПП микросейсм с дневной поверхности, основанный на полноволновом численном моделировании и методе максимального правдоподобия для регистрации микросейсмических событий при большом уровне поверхностных шумов [6].

Для повышения эффективности ГПП до его проведения необходимо хорошее знание механических характеристик околоскважинного пространства как исходных данных для дизайна трещины ГПП. К их числу относятся такие характеристики как модуль Юнга, коэффициент Пуассона, пористость, проницаемость и трещиноватость.

Если механические характеристики околоскважинного пространства и ФЭС известны достаточно хорошо из скважинных исследований, то трещиноватость, как правило, требует дополнительного изучения. Особенно интересным параметром трещиноватости является ее преимущественное направление не только непосредственно в призабойной зоне, но и на некотором удалении от скважины, туда, куда может распространиться трещина ГПП.

Хорошо известны методы определения трещиноватости по азимутальной дисперсии сейсмических скоростей при 3D сейсмической съемке. Однако проведение 3D сейсмике на небольшом участке в окрестностях скважины является весьма дорогостоящей технологией.

Потенциально перспективным методом определения трещиноватости является дальнейшее совершенствование методики полноволновой локализации микросейсм и определения их параметров с помощью наземного микросейсмического мониторинга.

Известно [7], что трещины различной ориентации порождают различные микросейсмические поля, по которым возможно восстановление не только местоположения и амплитуды, но и ориентации трещин. Существуют технологии [8, 9] мониторинга,

которые позволяют регистрировать трещины, возникающие при ГРП с учетом их ориентации. Однако данные технологии требуют, чтобы сигнал от микросейсмического события был хорошо различим на фоне шумов, в связи с чем, наблюдения производятся в соседних скважинах, либо с существенным заглублением наземных сенсоров.

В статье предлагается подход по определению направления трещиноватости, являющийся дальнейшим развитием метода максимального правдоподобия для регистрации микросейсмических событий в условиях сильного зашумления, что делает возможным проведение этих наблюдений непосредственно с дневной поверхности.

**Сущность подхода метода максимального правдоподобия.** Из теории передачи сигналов [6] известно, что наиболее эффективным методом обнаружения сигналов является метод на принципе максимального правдоподобия. Его суть заключается в оценке, так называемой, функции правдоподобия наличия известного сигнала в измеряемой набором приемных устройств отсчетов смеси сигнала и шума.

$$z_k(t) = n_k(t) + s_k(t), \quad (1)$$

где  $n_k$  — шум в момент времени,  $s_k$  — искомый полезный сигнал, а  $z_k$  — их регистрируемая сумма. В предположении гауссовского шума функцию правдоподобия можно записать как :

$$L(t_j) = \prod_k \prod_i \left[ \exp\left(-\frac{(z_k(t_j+t_i)-s_k(t_i))^2}{2D_k}\right) / \exp\left(-\frac{z_k(t_j+t_i)^2}{2D_k}\right) \right], \quad (2)$$

где  $D_k$  — дисперсия шума на канале приема,  $i$  — индекс времени  $t_i$  известного сигнала  $s_k$ .

Если сигналы на отдельных приемных устройствах порождаются некоторым событием и могут быть однозначно рассчитаны из характеристик этого события, то мы, оценивая наличие соответствующих сигналов на приемных устройствах, можем оценить и наличие породившего их события.

Применительно к микросейсмическому мониторингу таким событием является микросейсм, возникший в некоторой точке пространства. Если мы знаем свойства среды, то мы можем рассчитать форму сейсмических колебаний, дошедших к каждому сенсору при наличии микросейсмического события в интересующей нас точке в каждый момент времени.

В отсутствии нелинейных эффектов в среде, очевидно, что достаточно рассчитать один сигнал с единичной амплитудой исходного воздействия, при изменении этой амплитуды сигнал на датчиках будет меняться пропорционально амплитуде исходного воздействия, сохраняя форму. Таким образом, формула (2) для правдоподобия будет выглядеть следующим образом:

$$L(t_j|A) = \prod_k \prod_i \left[ \exp\left(-\frac{(z_k(t_j+t_i)-A \cdot s_k(t_i))^2}{2D_k}\right) / \exp\left(-\frac{z_k(t_j+t_i)^2}{2D_k}\right) \right] \quad (3)$$

Или логарифмируя (3) для целей дальнейшего анализа и отбрасывая член, не зависящий от  $A$ , получаем

$$\ln L(t_j|A) = \sum_k \sum_i \left[ \exp\left(-\frac{(z_k(t_j+t_i)-A \cdot s_k(t_i))^2}{2D_k}\right) \right], \quad (4)$$

где  $A$  — амплитуда исходного импульса в точке восстановления, а  $s_k(t_i)$  — форма импульса на

канале для единичного импульса. Таким образом, мы можем восстановить наиболее правдоподобные амплитуды импульса в каждый момент времени  $A(t)$ , решая задачу максимизации по  $A$  функции правдоподобия (3) или для упрощения расчетов его логарифма (4):

$$A(t) | \max_A \ln L(t|A) \quad (5)$$

Решая задачу (5) для каждой точки восстановления мы получаем наиболее правдоподобную амплитуду по всем точкам восстановления для интересующего нас набора моментов времени.

Рассмотрим применение данного подхода к определению трещиноватости. При микросейсмическом мониторинге нам необходимо зарегистрировать пространственное положение микросейсм в окрестности ствола скважины. Мы можем рассматривать каждую точку в пространстве, окружающую ствол скважины как источник специфических сигналов, а сейсмологическое оборудование мониторинга — как каналы их приема. Будем восстанавливать микросейсмическую активность в некотором наборе дискретных точек околоствольного пространства (точки восстановления), например, по регулярной сетке с достаточно малым шагом так, чтобы покрыть всю интересующую нас область.

Для каждой такой точки восстановления требуется рассчитать вид импульса на каждом из датчиков, причем расчет должен учитывать ориентацию трещины в пространстве. Хорошо известно, что за счет разницы бокового и вертикального горного давления трещиноватость носит субвертикальный характер. В вертикальной трещине возможны движения двух типов — раскрытие/закрытие трещины в

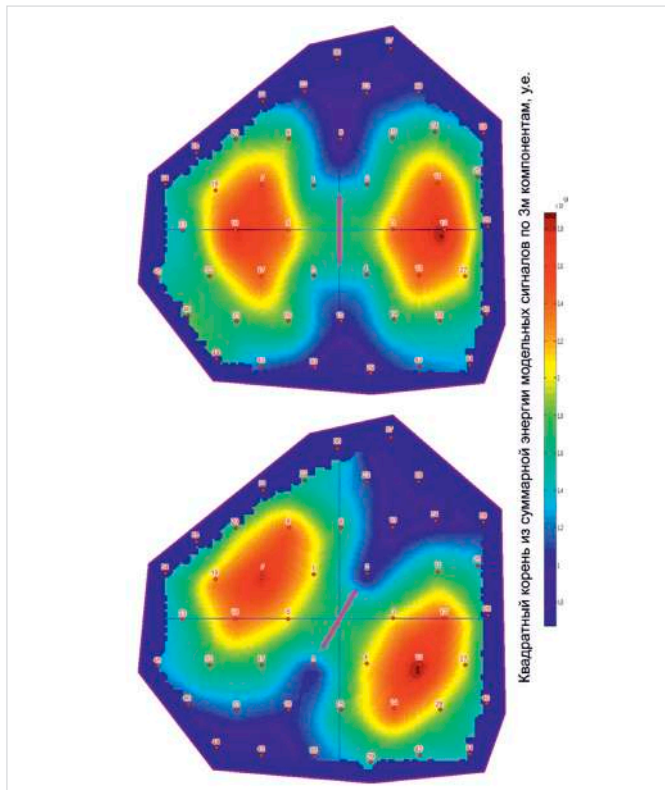


Рис. 1 — Распределение среднеквадратичной амплитуды модельных сигналов по пунктам наблюдения. Сверху — азимут трещины  $\alpha = 0^\circ$ , снизу — азимут трещины  $\alpha = 30^\circ$ . Направление и положение трещины отмечено розовой линией

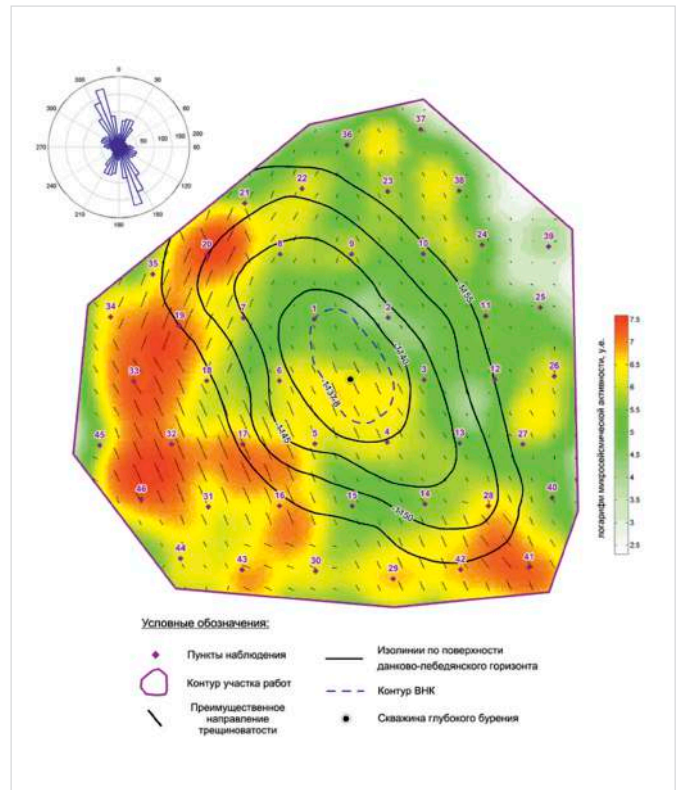


Рис. 2 — Зоны наибольшей концентрации событий и их преимущественное направление. Роза направлений трещин за весь период наблюдений

направлении перпендикулярном к плоскости трещины и сдвиги вдоль плоскости трещины под любым углом.

Для реальных геологических сред расчитать интенсивность микросейсмических волн, достигших датчиков от микросейсмического события можно только с помощью полноволнового численного моделирования. Полноволновое численное моделирование позволяет рассчитать форму волны, пришедшей на сенсор в условиях геологии любой сложности, учитывая все возможные волны, образовавшиеся при прохождении сейсмического импульса от источника к приемнику, правильно учесть его геометрическое расхождение с учетом реальной траектории распространения в неоднородном пространстве. Расчет может производиться одним из известных методов, например, методом конечных элементов. Учитывая, что необходимо рассчитать амплитуды сигнала с учетом отражений, обменных волн, затуханий и геометрического расхождения, расчет лучше вести в трехмерной постановке.

Комбинации сдвиговых и раскрывающих движений трещины порождает огромное количество вариантов источника, однако нет необходимости моделировать все их комбинации. В силу принципа суперпозиции волновых процессов в линейных средах, а также в плоскопараллельном приближении залегания пластов, можно рассчитать сигналы на поверхности модели для единичных базовых смещений по осям сетки. Складывая с соответствующими весовыми коэффициентами базовые сигналы и вращая расстановку датчиков на поверхности модели, мы получаем произвольную ориентацию, как сдвиговых, так и раскрывающих движений — источников микросейсмических сигналов.

Для практических целей достаточно синтезировать для каждого датчика  $k$  некоторое количество сигналов  $s_{pk}(t_j)$  для дискретного набора ориентаций трещины  $p$ . Таким образом, нам необходимо определить максимум по амплитуде  $A_p$  функции правдоподобия для сигналов, соответствующих различной ориентации трещины  $p$ :

$$\ln L(t_j | A_p) = \sum_k \sum_t \left[ \exp \left( - \frac{(z_k(t_j + t_i) - A_p \cdot s_{pk}(t_i))^2}{2D_k} \right) \right] \quad (6)$$

Очевидно, что максимальная амплитуда  $A_p$  будет соответствовать наиболее вероятной ориентации трещины  $p$ .

**Экспериментальная апробация.** Для экспериментальной апробации вышеизложенного подхода были проведены опытные работы на одном из участков Волго-Уральской нефтяной провинции. В окрестностях скважины с известной скоростной характеристикой геологической среды были проведены замеры микросейсмического шума на протяжении 31 суток с помощью 44 сейсмологических сенсоров Lennartz 3D-Lite (21 шт) и SME-4111 (23 шт).

Для расчетов модельных сигналов  $s_{pk}(t_j)$  создавалась скоростная модель на основе данных ВСП скважины, находившейся на участке работ. Геологический разрез на участке работ не показывал существенного изменения стратиграфических

горизонтов, поэтому на основе исходной скоростной модели была построена плоскопараллельная 3D численная модель. Коэффициент Пуассона  $\nu$  во всех слоях модели был взят равным 0,333.

Поскольку данные о скоростях S-волн отсутствовали, моделирование сигналов от трещин с различной ориентацией проводилось только для движений раскрытия/закрытия трещин. Вдоль оси X при старте и на протяжении всего времени моделирования были приложены растягивающие усилия постоянной силы в противоположные стороны. С аналогичным усилием было выполнено моделирование вдоль оси Z.

Модельные сигналы синтезировались для каждого пункта наблюдения, для каждой точки визуализации, для каждого дискретного азимутального угла плоскости вертикальной трещины с помощью применения аффинных преобразований к координатам приемников и к горизонтальным компонентам сигналов.

На основе базовых моделей генерировалось 3 ортогональных вектора откликов волнового поля:

- 1) перпендикулярный к плоскости трещины;
- 2) вертикальный в плоскости трещины;
- 3) горизонтальный в плоскости трещины.

Суммируя волновое поле этих трех векторов с различными модулями по осям, можно синтезировать практически любой несдвиговой тип источника.

Согласно выбранному типу источника «раскрывающаяся трещина» наибольшая энергия от трещины распространяется в перпендикулярных ей направлениях. Распределение энергии модельного сигнала на поверхности земли в местах установки датчиков для двух случаев азимутального направления трещины ( $0^\circ$  и  $30^\circ$ ) в центре системы координат можно наблюдать на рис. 1.

Область восстановления для данной территории исследования была ограничена границами участка работ. Исходя из соображений оптимизации времени вычисления и достаточной точности позиционирования, шаг точек восстановления микросейсмических событий в исследуемом горизонте был выбран 75 м. Для каждой точки восстановления, для каждого дискретного азимутального угла трещины (12 углов) в каждый дискретный момент времени (частота дискретизации 100 Гц) восстанавливалась наиболее вероятная амплитуда колебаний методом максимального правдоподобия (6).

Расчет методом максимального правдоподобия требует значительных вычислительных затрат, поэтому расчет был реализован на суперкомпьютере с пиковой производительностью 21 Тфлопс, построенном на основе графических процессоров.

#### Итоги

На основе набора микросейсмических событий, выявленных на этапе обработки восстановленных амплитуд, построены зоны наибольшей концентрации событий и преимущественного направления образовавшихся их трещин, а также роза

направлений трещин за весь период наблюдений (см. рис. 2). Достаточно отчетливо определяются основные направления трещиноватости  $\sim 160^\circ$  и  $\sim 22^\circ$ , что позволяет предположить статистическую значимость полученных результатов.

#### Выводы

Метод максимального правдоподобия является теоретически наиболее информативным и помехоустойчивым методом восстановления сигналов. В статье приведен подход, основанный на частном случае применения метода максимального правдоподобия для восстановления амплитуд микросейсмических событий, соответствующих различным азимутальным ориентациям вертикальной раскрывающейся/закрывающейся трещины.

Определение трещиноватости с использованием полноволнового численного моделирования и метода максимального правдоподобия требует значительных вычислительных ресурсов, однако использование для расчетов кластеров графических процессоров делает данные расчеты технически возможными и экономически доступными уже в настоящее время.

#### Список используемой литература

1. Howland, P. E. Passive radar systems. IEE Proc. Radar Sonar Navig. 2005. V. 152. issue 3. pp. 105–106.
2. Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Волков А.В. и др. Сейсмическая локация очагов эмиссии — новая технология мониторинга добычи УВ. Тезисы докладов Международной конференции EAGE, EAGO, SEG. Санкт-Петербург, 16–19 октября, 2006.
3. Levin S.A. Principle of reverse-time migration. Geophysics, 1984, vol. 49, pp. 581–583. DOI: 10.1190/1.1441693
4. Steiner B., Saenger E.H., Schmalholz S.M. Time reverse modeling of low-frequency microtremors: A potential method for hydrocarbon reservoir localization. Geophys. Res. Lett. 2008. V. 35. L03307.
5. Мокшин Е.В., Бережной Д.В., Биряльцев Е.В. Сопоставление метода «TIME REVERSE MODELING» и метода дифракционного суммирования // Экспозиция Нефть Газ. 2012. № 2. С. 26–28.
6. Зюко А.Г. и др. Теория передачи сигналов. М.: Связь, 1980. 288 с.
7. Александров С.И., Гогоненков Г.Н., Мишин В.А. Применение пассивных сейсмических наблюдений для контроля параметров гидроразрыва пласта // Нефтегазовое хозяйство. 2005. № 5. С. 64–66.
8. Baig A. Urbanic T. Hydraulic fracturing-induced seismicity: an overview of recent observations and implications on development. First Break, 2014, Vol. 32, issue 7, pp. 61–66.
9. Lee M. Davis Th. Shawn M. The use of amplitude ratios to constrain source mechanisms of microseismic data: A case study from the Montney Shale, Alberta. First Break, 2014, Vol. 32, issue 7, pp. 67–73.



## Fracture survey on the base of full-wave numerical simulation of wave propagation and maximum likelihood method

UDC 550.3

### Authors:

**Evgeniy V. Birialtcev** — R&D director<sup>1</sup>; [igenbir@yandex.ru](mailto:igenbir@yandex.ru)  
**Vasilii A. Ryzhov** — head of analytic centre<sup>1</sup>; [vrizov@mail.ru](mailto:vrizov@mail.ru)  
**Marsel R. Kamilov** — engineer<sup>1</sup>; [marselk@mail.ru](mailto:marselk@mail.ru)

<sup>1</sup>CJSC Gradient, Kazan, Russian Federation

### Abstract

To improve the efficiency of hydraulic fracturing to need a good knowledge of the mechanical characteristics of borehole environment. One of these characteristics is a dominant direction of fractures including some distance from the well, wherever can spread fracture. The authors propose to extend the possibilities of the technology "Full-Wave Location of events" (FWL), which was previously used with the "explosive" source type up to the "tensile crack" source type confining ourselves to the vertical crack. The paper describes the method of events location, forming the source of "tensile-crack", also presents the result of the technology application to the real data.

### Materials and methods

microseismic records, velocity model of

the VSP, method of full-wave numerical simulation, maximum likelihood method

### Results

Based on a set of microseismic events identified at the recovering of the amplitude processing stage, determined areas of greatest concentration of events and is detected the dominant direction of their cracks and plotted the rose of directions of cracks for the entire observation period (look at Fig. 2). Sufficiently clearly are identified basic directions of cracks ~ 160° and ~ 22°, suggesting the statistical significance of the results.

### Conclusions

The maximum likelihood method is theoretically the most informative and noise-immunity method for signals recovery.

The article presents an approach based on the special case of using the method of maximum likelihood to recover the amplitudes of microseismic events corresponding to different azimuthal orientation of the vertical opening/closing of the crack. Determination of fractures using a full-wave numerical simulations and maximum likelihood method requires considerable computing resources, but using for the calculation of clusters of GPUs makes these calculations is technically possible and economically accessible even now.

### Keywords

hydraulic fracturing, microseismic monitoring, observation from the surface, fracturing, full-wave simulation

### References

- Howland, P. E. Passive radar systems. IEE Proc. Radar Sonar Navig. 2005. V. 152. issue 3. pp. 105–106.
- Kuznetsov O.L., Chirkin I.A., Volkov A.V. and others. *Seismicheskaya lokatsiya ochagov emissii — novaya tekhnologiya monitoringa dobychi UV* [Seismic location emission — a new technology for monitoring hydrocarbon production]. Abstracts of the International Conference EAGE, EAGO, SEG. St. Petersburg, 16-19 October, 2006.
- Levin S.A. Principle of reverse-time migration. Geophysics, 1984, vol. 49, pp. 581–583. DOI: 10.1190/1.1441693
- Steiner B., Saenger E.H., Schmalholz S.M. Time reverse modeling of low-frequency microtremors: A potential method for hydrocarbon reservoir localization. Geophys. Res. Lett. 2008. V. 35. L03307.
- Mokshin E.V., Berezhnoy D.V., Biryal'tsev E.V. *Sopostavlenie metoda "TIME REVERSE MODELING" i metoda difraktsionnogo summirovaniya* [Comparison of the methods of «TIME REVERSE MODELING» and diffraction stacking]. Exposition Oil Gas, 2012, issue 2, pp. 26–28.
- Zyuko A.G. and others. Theory of signal transmittion. Moscow: *Sviaz'*, 1980, 288 p.
- Aleksandrov S. I. Gogonenkov G.N., Mishin V.A. *Primenenie passivnykh seismicheskikh nablyudeniy dlya kontrolya parametrov gidrorazryva plasta* [The use of passive seismic surveys for control of parameters of hydraulic fracturing]. Oil industry, 2005, issue 5. pp. 64–66.
- Baig A. Urbanic T. Hydraulic fracturing-induced seismicity: an overview of recent observations and implications on development. First Break, 2014, Vol. 32, issue 7, pp. 61–66.
- Lee M. Davis Th. Shawn M. The use of amplitude ratios to constrain source mechanisms of microseismic data: A case study from the Montney Shale, Alberta. First Break, 2014, Vol. 32, issue 7, pp. 67–73.



## КОНФЕРЕНЦ НЕФТЬ

Т./ф.: +7 (3412) 43-53-86, 511-102  
 e-mail: [info@konferenc-neft.ru](mailto:info@konferenc-neft.ru)

Научно-производственный семинар  
 «Автоматизация производства и информационные технологии в добыче нефти и газа. Роль АСУТП в повышении безопасности производства, МРП, коэффициента эксплуатации объектов добычи нефти и газа».

# 18 ноября 2014 г. г. Казань.

Цель семинара – обмен опытом, оценка эффективности внедрения существующих технологий в различных нефтегазовых компаниях России, а также обзор современных решений от предприятий производителей. Участие в этом семинаре позволит Вашим специалистам быть в курсе о методах успешного решения проблем, которые сегодня существуют в добывающих компаниях в области внедрения этих технологий.

Семинар будет проводиться совместно с отраслевыми издательствами: «Экспозиция Нефть Газ», «Нефтяное хозяйство», с последующей возможностью печати докладов в этих журналах, а также при поддержке Правительства Удмуртской Республики и Министерства энергетики УР. Планируется привлечь научных сотрудников университетов нефтяных факультетов.

