

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРАВЛЕНИЯ ТРЕЩИНЫ ГРП С ДНЕВНОЙ ПОВЕРХНОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕНЗОРА СЕЙСМИЧЕСКОГО МОМЕНТА

Е.В. Биряльцев¹, В.А. Рыжов^{1}, С.А. Феофилов¹, И.Р. Шарапов¹, М.Р. Камилов²,
Д.А. Рыжов¹, Е.В. Мокшин²*
¹ЗАО «Градиент», Казань, Россия
²ООО «Градиент технологий», Казань, Россия

Мониторинг микросейсмических событий с дневной поверхности применяется при разработке трудноизвлекаемых запасов, особенно в процессе гидроразрыва пласта (ГРП). Приводится сравнение методов микросейсмического мониторинга ГРП с дневной поверхности: дифракционного суммирования, метода моделирования в обратном времени, спектральный метод. В (Aki & Richards 1980) показано, что достоверность локализации сейсмических событий на фоне коррелированных шумов существенно увеличивается при применении метода максимального правдоподобия. Метод максимума правдоподобия позволяет исключить коррелированную компоненту шума, а также позволяет определить не только координаты, но и тензор сейсмического момента при локализации с дневной поверхности.

Оценка тензора сейсмического момента сейсмического события позволяет определять тип события: «Центр взрыва» (EXP), «Трещина разрыва» (TC), «Сдвиг» (DC) и «Компенсированный линейный диполь» (CLVD), а также ориентацию трещины каждого события, даже когда нет явной асимметрии пространственного распределения облака событий.

Приводятся особенности технологии полноволновой локации. Рассматривается пример микросейсмического мониторинга ГРП, когда нет явной асимметрии облака микросейсмической активности, но благодаря оценке тензора сейсмического момента становится возможным уверенно выделить доминирующее направление трещины ГРП.

Ключевые слова: микросейсмический мониторинг, тензор сейсмического момента, трещиноватость, сейсмическое событие, метод максимального правдоподобия

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.13>

Для цитирования: Биряльцев Е.В., Рыжов В.А., Феофилов С.А., Шарапов И.Р., Камилов М.Р., Рыжов Д.А., Мокшин Е.В. Определение направления трещины ГРП с дневной поверхности с использованием тензора сейсмического момента. *Георесурсы*. 2017. Т. 19. № 3. Ч. 1. С. 229-233. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.13>

Введение

Задача локации глубинных микросейсмических событий с дневной поверхности в нефтегазовой индустрии приобрела особую актуальность в последнее время, когда наблюдается истощение традиционных запасов углеводородов, а разработка трудноизвлекаемых запасов, как правило, ведется с помощью гидроразрыва пласта (ГРП) (Исламов, 2017). Знание о реальных параметрах трещины, образованной в результате ГРП, позволяет оптимизировать разработку месторождения. Наиболее важным параметром, определяемым при мониторинге ГРП, является направление, в котором распространяется трещина гидроразрыва.

Знание направления распространения трещины позволяет оптимально ориентировать горизонтальный ствол следующих скважин, а также оптимизировать места заложения вертикальных скважин для оптимизации площади дренирования. Направление трещины параллельно направлению главной оси напряжений в геологической среде, что позволяет использовать эту информацию для геомеханического моделирования с целью оптимизации строительства близрасположенных скважин.

Технология локации

Направление распространения трещины обычно определяют по ориентации облака событий, сопровождающих процесс образования трещины ГРП. Для локализации микросейсмических событий применяются различные техники наблюдения и обработки микросейсмической информации. Наиболее хорошо известна техника дифракционного суммирования, которая применяется для локализации микросейсмических событий более 50 лет (Krey, 1952; Hagedoorn, 1954). Главный принцип метода дифракционного суммирования заключается в расчете временных задержек, соответствующих времени хода сигнала от анализируемых точек геосреды до точек приема. После применения вычисленных задержек амплитуды записей суммируются с учетом рассчитанных задержек.

Известен также метод расчетов в обратном времени (Gajewski & Tessmer, 2005), данный метод базируется на численном моделировании процесса распространения упругих волн в интересующей части среды. Сигналы, принимаемые во время мониторинга, инверсируются по шкале времени и используются в качестве источников возбуждения в месте расположения соответствующих датчиков. За время, равное времени хода от источника до наблюдаемой группы приемников, импульсы локализируются в месте возникновения.

*Ответственный автор: Василий Александрович Рыжов
E-mail: v.ryzhov@gradient-geo.com

Известен также спектральный метод (Kushnir, 2014) локализации микросейсмических событий и ряд других, менее известных подходов.

В (Aki & Richards, 1980) показано, что достоверность локализации сейсмических событий на фоне коррелированных шумов существенно увеличивается при применении метода максимального правдоподобия. Авторы используют его для локации одного очага землетрясения на фоне другого. Однако, наличие коррелированных шумов не характерно для сейсмологии, учитывая значительный разнос сейсмологических станций. При локации микросейсмических событий, напротив, коррелированные шумы от работающего оборудования (флот ГРП, нефтегазовая инфраструктура) составляют основную часть шумов. Как показано в (Birialtsev et al., 2017), метод максимума правдоподобия позволяет исключить коррелированную компоненту шума, а также позволяет определить не только координаты, но и тензор сейсмического момента при локализации с дневной поверхности.

Определение тензора сейсмического момента позволяет вычислить направление вызвавшего микросейсм трещины по единичному событию. Таким образом, становится возможным уточнить направление трещиноватости в месте проведения ГРП даже при недостаточно четко выраженном облаке микросейсмических событий.

Для применения метода максимального правдоподобия необходимо знать форму полезного сигнала. В общем случае полезным сигналом является полноволновой отклик среды на импульсное воздействие. Рассчитать форму полезного сигнала в геологической среде можно с помощью применения полноволнового 3D численного моделирования (Биряльцев и др., 2008). Для расчета тензора сейсмического момента необходимо

моделирование 6 типов импульсных воздействий различного типа (Birialtsev et al., 2017).

Полноволновое 3D численное моделирование и локация событий методом максимального правдоподобия требуют значительных вычислительных затрат, поэтому для получения результатов в приемлемое время применяются суперкомпьютерные вычисления (Галимов и др. 2010).

Технология полноволновой локации, характеризуется рядом особенностей:

1. Регистрация при мониторинге ГРП выполняется с дневной поверхности независимыми комплектами широкополосных высокочувствительных сейсмометров, устанавливаемых в самых тихих местах территории (Рыжов и др., 2015);

2. Благодаря применению полноволнового 3D численного моделирования, при локации используется полная информация о сигнале в местах установки датчиков по трем компонентам (полноволновой отклик, включая волны сжатия, сдвига, обменные, переотраженные) от единичных импульсных воздействий;

3. Локализация событий выполняется с помощью метода максимального правдоподобия – теоретически самого помехоустойчивого метода выделения сигнала на фоне шума, который наилучшим образом локализует событие при низком отношении сигнал/шум.

4. Вычисляется тензор сейсмического момента для каждого сейсмического события, что позволяет определять тип события и ориентацию трещины, образовавшей событие. По типу отбраковываются события, не связанные с раскрытием трещины ГРП, а по ориентации событий возможно оценить азимут трещинообразования без накопления значительного для статистики облака событий.

В то же время, технологический скачок в развитии

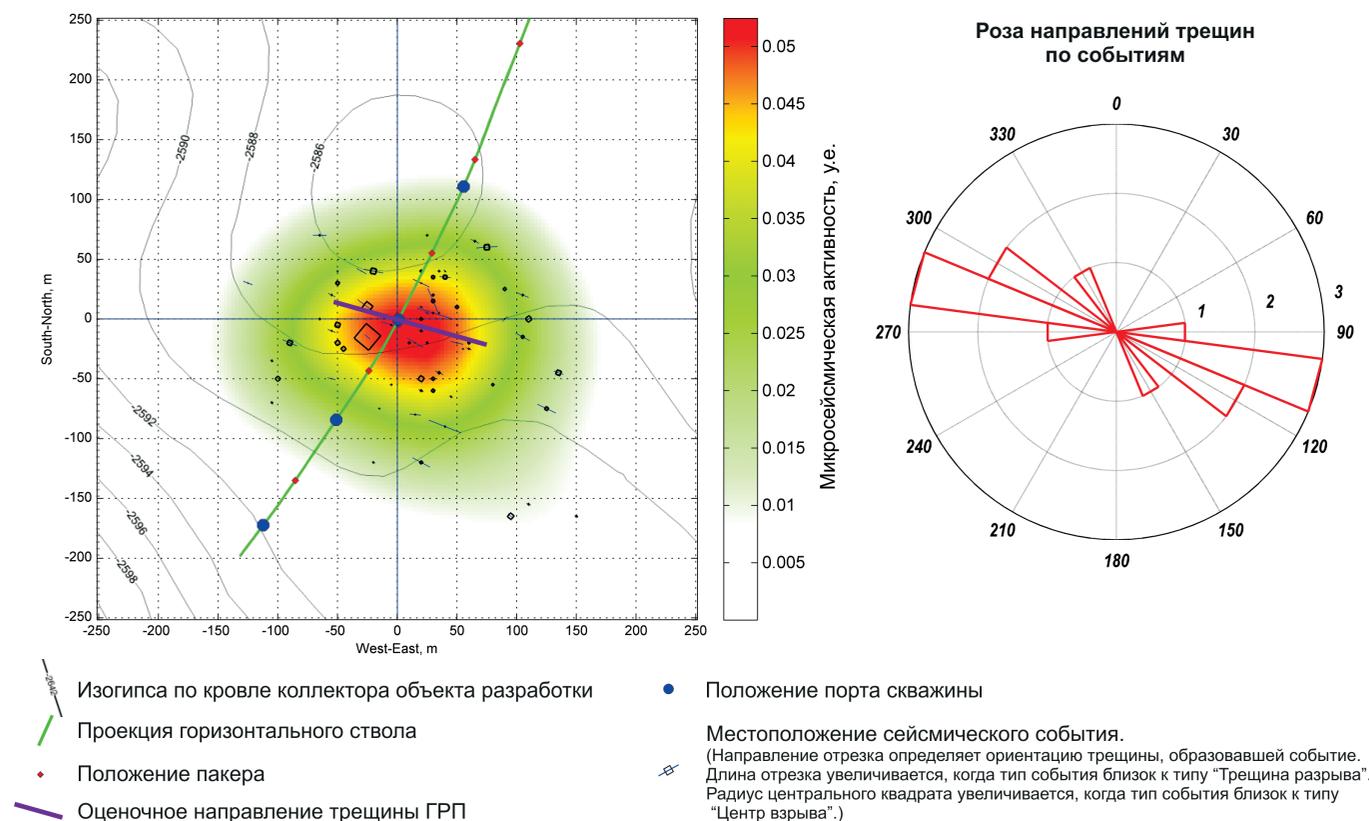


Рис. 1. Пример результата мониторинга ГРП с определением тензора сейсмического момента событий

суперкомпьютерных вычислительных систем (Галимов и др., 2010; Демидов и др., 2010; Биряльцев и др., 2015; Беляева и др., 2017), позволил применять ресурсоемкие методы локации (Biryaltsev et al., 2017), использующие максимально полную информацию о сейсмическом событии.

Полноволновая локация применяется для решения задач в нефтегазовой промышленности с 2011 года, вышло несколько статей с результатами её применения (Biryaltsev et al., 2016; Рыжов и др., 2015; Хисамов и др., 2015; Шабалин и др. 2013).

Результаты локации

Деформирование пористых насыщенных жидкостью пород представляет собой сложный процесс, в ходе которого одновременно происходят искажение минерального скелета породы (под влиянием меняющихся эффективных напряжений и градиентов пластового давления) и фильтрация жидкости в порах (в результате действия градиентов пластового давления и объемного деформирования скелета) (Сметанников и др., 2015; Shapiro, 2015).

Следовательно, выявленные в процессе мониторинга ГРП зоны повышенной микросейсмической активности, могут быть ассоциированы с процессами, протекающими в пласте под влиянием ГРП и неразрывно включающими в себя следующее:

1. Образование/смыкание трещин;
2. Раскрытие трещин в процессе заполнения их проппантом;
3. Деформаций породы в областях с предкритическим состоянием за счет продвижения фронта давления по естественным каналам фильтрации;
4. Деформаций породы в областях с предкритическим состоянием за счет продвижения фронта давления по каркасу породы.

При раскрытии трещины, создаваемое давление в районе порта начинает устанавливаться вдоль всей трещины. После этого источником давления становится вся плоскость раскрытой трещины, а не только порт. Далее могут образовываться новые зоны трещиноватости, при этом ранее раскрытая трещина может удлиняться, ответвляться и расширяться.

В процессе расширения трещины происходит деформация пород, примыкающих к её стенкам, вызывая микросейсмическую активность в виде облака событий вокруг трещины. Также причиной образования облака событий, а не линеаментов, является ограничение по точности локации.

Результатом локации является набор событий с координатами в пространстве и тензором сейсмического момента, на основе которого оценивается степень принадлежности события к базовым типам событий. Выделяется несколько базовых типов событий: «Центр взрыва» (EXP), «Трещина разрыва» (ТС), «Сдвиг» (DC) и «Компенсированный линейный диполь» (CLVD). Ориентация трещины разрыва оценивается только для событий с высоким весом «Трещина разрыва» (ТС). Для событий типа «Центр взрыва» (EXP) говорить об азимуте нецелесообразно, так как все его три собственных вектора равнозначны и параметр азимута в данном случае определяется неустойчиво. Для событий смешанного типа, например, 45% ТС и 40% EXP, оценка азимута трещины

справедлива, однако с меньшей достоверностью, чем для более выраженной трещины разрыва 80% ТС. Для событий типа DC и CLVD определение ориентации трещины не выполняется, напротив, такие события исключаются из обработки, как события, не связанные с изменением объема (раскрытием/смыканием трещины ГРП).

На рисунке 1 представлены результаты локации событий с поверхности технологией полноволновой локации для вертикальных глубин порядка 2.7 км. В результате имитационного моделирования получены оценки точности локации для данных условий: погрешность локации не более 35м, погрешность определения азимута трещины не более 15 градусов. На результирующей карте события в области порта имеют достаточно большой разброс, не позволяющий уверенно выделить направление трещины только по их местоположению, однако благодаря розе азимутов каждого события, через тензор сейсмического момента стало возможным оценить направление трещины.

Заключение

Таким образом, технология локализации микросейсм от ГРП с использованием метода максимального правдоподобия позволяет определять направление трещин ГРП даже в условиях неуверенной пространственной локализации микросейсмических событий. Неуверенная локализация событий может быть вызвана трудно устранимыми причинами: высоким уровнем шума техногенной активности на поверхности, низкочастотным рабочим диапазоном (из-за затухания высокочастотной компоненты сигнала вследствие большой глубинности), а также самым сложным характером распространения трещины, как fracture fabric (Cipolla, 2011), образующую сеть параллельных трещин. Определение тензора сейсмического момента и направления трещины с его использованием более устойчиво к перечисленным факторам, что оправдывает применение вычислительно более сложного метода максимума правдоподобия в условиях сложной геологической обстановки.

Литература

- Беляева А.А., Биряльцев Е.В., Галимов М.Р., Демидов Д.Е., Елизаров А.М., Жирик О.Н. Кластерная архитектура программно-технических средств организации высокопроизводительных систем для нефтегазовой промышленности. *Программные системы: теория и приложения*. 2017. Т. 8. № 1. С. 151-171. http://psta.psir.ru/read/psta2017_7_151-171.pdf
- Биряльцев Е.В., Богданов П.Б., Галимов М.Р., Демидов Д.Е., Елизаров А.М. Программно-техническая платформа высокопроизводительных вычислений для нефтегазовой промышленности. *Программные системы: теория и приложения*. 2015. Т. 7. № 1. С. 15-27. http://psta.psir.ru/read/psta2016_1_15-27.pdf
- Биряльцев Е.В., Бережной Д.В., Биряльцева Т.Е., Храменков М.Г. Результаты численного моделирования распространения природных микросейсм в зонах залегания нефтегазовых залежей. *Конференция EAGE, ГЕОМОДЕЛЬ-2008*. Геленджик. 2008.
- Галимов М.Р., Биряльцев Е.В. Некоторые технологические аспекты применения высокопроизводительных вычислений на графических процессорах в прикладных программных системах. *Вычислительные методы и программирование*. 2010. Т. 11. С. 77-93
- Исламов Д.Э. Совершенствование методов проектирования операций по гидроразрыву пластов для повышения продуктивности скважин. *Дисс. канд. тех. наук*. Тюмень. 2015. 124 с.
- Рыжов В.А., Шарапов И.Р., Биряльцев Е.В., Феофилов С.А., Рыжов Д.А., Камиллов М.Р., Степанов А.И. Опыт применения метода полноволновой локации при микросейсмическом мониторинге МГРП горизонтальной скважины в Западной Сибири. *EAGE – Horizontal Wells. Problems and Prospects*. 2015.

Сметанников О.Ю., Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Шустов Д.В. Численная модель развития трещины при повторном гидроразрыве пласта. *Вычислительная механика сплошных сред*. 2015. Т. 8. № 2. С. 208-218

Хисамов Р.С., Ахметшина А.С., Таипова В.А., Салихов М.М., Шарапов И.Р. Пассивный наземный микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта в нагнетательных скважинах ОАО «Татнефть»: результаты и их достоверность. *Нефтяное хозяйство*. 2015. № 7. С. 34-38

Шабалин Н.Я., Биряльцев Е.В., Рыжов В.А., Мокшин Е.В., Феофилов С.А., Шарапов И.Р., Рыжов Д.А. Мониторинг многостадийного ГРП с дневной поверхности. Теоретические подходы и практические результаты. *Экспозиция НЕФТЬ ГАЗ*. 2013. № 6. С. 40-43.

Aki, K. and Richards, P.G. Quantitative seismology. Freeman and Co. 1980.

Birialtsev E.V., Demidov D.E., Mokshin E.V. Determination of moment tensor and location of microseismic events under conditions of highly correlated noise based on the maximum likelihood method. *Geophysical Prospecting*. 2017. doi: 10.1111/1365-2478.12485

Biryaltsev E.V., Shabalin N.Y., Ryzhov V.A., Sharapov I.R. Application of Full Wave Location technology with determining seismic moment tensor of events for Hydraulic Fracture Monitoring and Natural Fractures. *Sixth EAGE Workshop on Passive Seismic: From Data to Decisions*. 2016.

Cipolla C., Weng X., Mack M., Ganguly U., Gu H., Kresse O., Cohen C. Integrating microseismic mapping and complex fracture modeling to characterize fracture complexity. *Society of Petroleum Engineers*. 2011. doi:10.2118/140185-MS.

Demidov D., Ahnert K., Rupp K. and Gottschling P. Programming CUDA and OpenCL: A case study using modern C++ libraries. *SIAM Journal on Scientific Computing*. 2013. 35(5). Pp. 453-472.

Hagedoorn J.G. A process of seismic reflection interpretation. *Geophysical Prospecting*. 1954. 2. Pp. 85-127.

Gajewski, D. and Tessmer, E. Reverse modelling for seismic event characterization. *Geophys. J. Int.* 2005. 163(1). Pp. 276-284.

Kushnir A., Varypaev A., Dricker I., Rozhkov M. and Rozhkov N. Passive surface microseismic monitoring as a statistical problem: location of weak microseismic signals in the presence of strongly correlated noise. *Geophys. J. Int.* 2014. 198 (2). Pp. 1186-1198.

Krey T. The significance of diffraction in the investigation of faults. *Geophysics*. 1952. 17. Pp. 843-858.

Shapiro S.A. Fluid-Induced Seismicity. Cambridge University Press. 2015. 289 p.

Сведения об авторах

Евгений Васильевич Биряльцев – канд. тех. наук, зам. генерального директора по науке и новым технологиям, ЗАО «Градиент»

Россия, 420045, Казань, ул. Николая Ершова, 29

Василий Александрович Рыжов – канд. физ.-мат. наук, руководитель ИАЦ

ЗАО «Градиент»

Россия, 420045, Казань, ул. Николая Ершова, 29

Сергей Анатольевич Феофилов – генеральный директор ЗАО «Градиент»

Россия, 420045, Казань, ул. Николая Ершова, 29

Ильшат Рашитович Шарапов – главный геолог ЗАО «Градиент»

Россия, 420045, Казань, ул. Николая Ершова, 29

Марсель Робертович Камиллов – ведущий инженер-исследователь, ООО «Градиент технолоджи»

Россия, 420015, Казань, ул. Большая Красная, 63

Дмитрий Александрович Рыжов – ведущий инженер, ЗАО «Градиент»

Россия, 420045, Казань, ул. Николая Ершова, 29

Евгений Владимирович Мокшин – ведущий инженер-исследователь, ООО «Градиент технолоджи»

Россия, 420015, Казань, ул. Большая Красная, 63

Статья поступила в редакцию 18.06.2017;

Принята к публикации 27.07.2017;

Опубликована 30.08.2017

IN ENGLISH

Identification of Hydraulic Fracture Orientation from Ground Surface Using the Seismic Moment Tensor

E.V. Birialtsev¹, V.A. Ryzhov^{1}, S.A. Feofilov¹, I.R. Sharapov¹, M.R. Kamilov², D.A. Ryzhov¹, E.V. Mokshin²*

¹Gradient CJSC, Kazan, Russia

²Gradient Technology LLC, Kazan, Russia

*Corresponding author: Vasiliy A. Ryzhov, e-mail: v.ryzhov@gradient-geo.com

Abstract. Microseismic monitoring from ground surface is applied in the development of hard-to-recover reserves, especially in the process of hydraulic fracturing (HF). This paper compares several methods of HF microseismic monitoring from the surface, including diffraction stacking, time reverse modeling, and spectral methods. In (Aki and Richards, 1980) it is shown that signal enhancement from seismic events under correlated noises significantly improves when applying the maximum likelihood method. The maximum likelihood method allows to exclude influence of the correlated noise, and also to estimate the seismic moment tensor from ground surface.

Estimation of the seismic moment tensor allows to detect type and orientation of source. Usually, the following source types are identified: “Explosion Point” (EXP), “Tensile

Crack” (TC), “Double-Couple” (DC) and “Compensated Linear Vector Dipole” (CLVD). The orientation of the hydraulic fracture can be estimated even when there is no obvious asymmetry of the spatial distribution of the cloud of events.

The features of full-wave location technology are presented. The paper also reviews an example of microseismic monitoring of hydraulic fracturing when there is no obvious asymmetry of microseismic activity cloud, but due to the estimation of the seismic moment tensor it becomes possible to identify with confidence the dominant direction of the fracture.

Keywords: Microseismic monitoring, seismic moment tensor inversion, fracturing, seismic event, maximum likelihood method

For citation: Birialtsev E.V., Ryzhov V.A., Feofilov S.A., Sharapov I.R., Kamilov M.R., Ryzhov D.A., Mokshin E.V. Identification of Hydraulic Fracture Orientation from Ground Surface Using the Seismic Moment Tensor. *Georesursy = Georesources*. 2017. V. 19. No. 3. Part 1. Pp. 229-233. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.13>

References

- Aki, K. and Richards, P.G. Quantitative seismology. Freeman and Co. 1980.
- Anastasiya Belyaeva, Eugeniy Biryaltsev, Marat Galimov, Denis Demidov, Aleksandr Elizarov, Ol'ga Zhibrik. Architecture of HPC clusters for Oil&Gas Industry. *Program systems: Theory and applications*. 2017. 8:1(32). Pp. 151-171. (In Russ.). http://psta.psiras.ru/read/psta2017_1_151-171.pdf
- Biryaltsev E., Bogdanov P., Galimov M., Demidov D., Elizarov A. HPC Platform for Oil & Gas Industry. *Program systems: theory and applications*. 2016. 7:1(28). Pp. 15-27. (In Russ.). http://psta.psiras.ru/read/psta2016_1_15-27.pdf
- Birialtsev E.V., Berezhnoj D.V., Birialtseva T.E., Hramchenkov M.G. The results of numerical simulation of the propagation of natural microseisms in the zones of occurrence of oil and gas deposits. *Conference EAGE, GEOMODEL*. Gelendzhik. 2008. (In Russ.)
- Birialtsev E.V., Demidov D.E., Mokshin E.V. Determination of moment tensor and location of microseismic events under conditions of highly correlated noise based on the maximum likelihood method. *Geophysical Prospecting*. 2017. doi: 10.1111/1365-2478.12485
- Biryaltsev E.V., Shabalin N.Y., Ryzhov V.A., Sharapov I.R. Application of Full Wave Location technology with determining seismic moment tensor of events for Hydraulic Fracture Monitoring and Natural Fractures. *Sixth EAGE Workshop on Passive Seismic: From Data to Decisions*. 2016.
- Cipolla C., Weng X., Mack M., Ganguly U., Gu H., Kresse O., Cohen C. Integrating microseismic mapping and complex fracture modeling to characterize fracture complexity. *Society of Petroleum Engineers*. 2011. doi:10.2118/140185-MS.
- Demidov D., Ahnert K., Rupp K. and Gottschling P. Programming CUDA and OpenCL: A case study using modern C++ libraries. *SIAM Journal on Scientific Computing*. 2013. 35(5). Pp. 453-472.
- Hagedoorn J.G. A process of seismic reflection interpretation. *Geophysical Prospecting*. 1954. 2. Pp. 85-127.
- Galimov M.R., Birialtsev E.V. Some technological aspects of applying high-performance computing on graphics processors in application software systems. *Vychislitelnye metody i programmirovaniye = Numerical methods and programming*. 2010. V. 11. Pp. 77-93. (In Russ.)
- Gajewski, D. and Tessmer, E. Reverse modelling for seismic event characterization. *Geophys. J. Int.* 2005. 163(1). Pp. 276-284.
- Islamov D.Je. Improvement of methods for designing fracturing operations to improve well productivity. *Diss. dokt. tech. nauk*. [Dr. engineer. sci. diss.]. Tyumen. 2015. 124 p. (In Russ.)
- Khisamov R.S., A.S. Ahmetshina, V.A. Taipova, M.M. Salihov, I.R. Sharapov Passive surface microseismic monitoring of hydraulic fracturing in injection wells of Tatneft PJSC. *Nefyanoe hozyaystvo = Oil Industry*. 2015. 7. Pp. 34-38. (In Russ.)
- Kushnir A., Varypaev A., Dricker I., Rozhkov M. and Rozhkov N. Passive surface microseismic monitoring as a statistical problem: location of weak microseismic signals in the presence of strongly correlated noise. *Geophys. J. Int.* 2014. 198 (2). Pp. 1186-1198.
- Krey T. The significance of diffraction in the investigation of faults. *Geophysics*. 1952. 17. Pp. 843-858.
- Ryzhov V.A., Sharapov I.R., Birialtsev E.V., Feofilov S.A., Ryzhov D.A., Kamilov M.R., Stepanov A.I. Experience Applying the Full-Wave Location Method for Microseismic HF Monitoring in Horizontal Well in Western Siberia. *EAGE – Horizontal Wells. Problems and Prospects*. 2015. (In Russ.)
- Smetannikov O.Ju., Kashnikov Ju.A., Ashihmin S.G., Shustov D.V. Numerical model of crack growth in hydraulic re-fracturing. *Vychislitel'naja mehanika sploshnykh sred = Computational Continuum Mechanics*. 2015. V. 8. No. 2. Pp. 208-218. (In Russ.)
- Shapiro S.A. Fluid-Induced Seismicity. Cambridge University Press. 2015. 289 p.
- Shabalin N.Ja., Birialtsev E.V., Ryzhov V.A., Mokshin E.V., Feofilov S.A., Sharapov I.R., Ryzhov D.A. Opportunity to study the upper part of section based on full-wave numerical simulation. *Exposition Oil & Gas*. 2013. No. 6. Pp. 40-43. (In Russ.)

About the Authors

Evgenii V. Biryaltsev – PhD in Engineering, Deputy Director General for Science and Technologies, Gradient CJSC Russia, 420045, Kazan, Nikolay Ershov St., 29

Vasilii A. Ryzhov – PhD in Physics and Mathematics, Head of Analytic Center, Gradient CJSC Russia, 420045, Kazan, Nikolay Ershov St., 29

Sergei A. Feofilov – Director General, Gradient CJSC Russia, 420045, Kazan, Nikolay Ershov St., 29

Il'shat R. Sharapov – Chief Geologist, Gradient CJSC Russia, 420045, Kazan, Nikolay Ershov St., 29

Marsel R. Kamilov – Leading Researcher Gradient Technology LLC Russia, 420015, Kazan, Bolshaya Krasnaya St., 63

Dmitrii A. Ryzhov – Leading Engineer, Gradient CJSC Russia, 420045, Kazan, Nikolay Ershov St., 29

Evgenii V. Mokshin – Leading Researcher Gradient Technology LLC Russia, 420015, Kazan, Bolshaya Krasnaya St., 63

Manuscript received 18 June 2017; Accepted 27 July 2017; Published 30 August 2017