

## **ЛОКАЛИЗАЦИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЗБУЖДЕНИЙ ПРИ ГИДРОРАЗРЫВЕ ПЛАСТА: КЛАССИЧЕСКИЙ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ ТОМОГРАФИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ**

### *Алексей Александрович Брыксин*

Сейсмологический филиал Геофизической службы СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, заместитель директора, тел. (383)330-39-14, e-mail: fater.gs@gmail.com

### *Виктор Сергеевич Селезнев*

Геофизическая служба СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, директор, тел. (383)333-20-21, e-mail: sel@gs.nsc.ru

### *Алексей Владимирович Лисейкин*

Геофизическая служба СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, ведущий геофизик, тел. (383)333-25-35, e-mail: lexik@ngs.ru

### *Юрий Иванович Колесников*

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор технических наук, доцент, заведующий лабораторией, тел. (383)333-31-39, e-mail: kolesnikovyi@ipgg.sbras.ru

### *Евгений Андреевич Хогоев*

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)333-34-19, e-mail: hogoevea@ipgg.sbras.ru

Двумя разными методами на основе данных массива сейсмических станций построены карты локальной окрестности проведенного ГРП на скважине Уренгойского месторождения. Рассчитаны количественные параметры, позволяющие сравнить классический и предлагаемый подходы.

**Ключевые слова:** гидроразрыв пласта, сеть станций, эмиссионная томография, метод амплитудных спектров.

## **THE LOCALIZATION OF SEISMIC INITIATIONS WHILE HYDRAULIC FRACTURING PROCESS: CLASSIC AND EXPERIMENTAL APPROACHES**

### *Alexey A. Bryksin*

Seismological Branch of Geophysical Survey SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptyug Prospect, Deputy Director, tel. (383)330-39-14, e-mail: fater.gs@gmail.com

### *Victor S. Seleznev*

Geophysical Survey SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptyug Prospect, Doctor of Science, Director, tel. (383)333-20-21, e-mail: sel@gs.nsc.ru

**Aleksey V. Liseikin**

Geophysical Survey SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptyug Prospect, Ph. D., Geophysicist, tel. (383)333-25-35, e-mail: lexik@ngs.ru

**Yury I. Kolesnikov**

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptyug Prospect, Doctor of Science, Associate Professor, tel. (383)333-31-38, e-mail: kolesnikovyi@ipgg.sbras.ru

**Evgeny A. Hoguev**

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptyug Prospect, Ph. D., tel. (383)333-34-19, e-mail: hogoevea@ipgg.sbras.ru

Local area maps of conducted hydraulic fracturing at the Urengoy oil field well are constructed using two different methods on data from seismic instruments array. Quantitative parameters are calculated allowing to compare classic and proposed techniques.

**Key words:** induced hydraulic fracturing, seismic network, emission tomography, method of amplitude spectrums.

В последние несколько лет в Геофизической службе СО РАН продолжают работы по изучению спектральных характеристик среды, которые изменяются под воздействием различных источников сигнала. Известно, что любой такой источник имеет уникальную картину свойств, которая однозначно отражается в частотной области, в частности, в амплитудных спектрах сигнала. Применительно к сейсмологии был получен ряд интересных результатов [1, 2], а разработанное программное обеспечение и большой полученный объем данных из района действующей скважины Уренгойского месторождения дали возможность попытаться определить характеристики проведенного гидроразрыва пласта с помощью развиваемой методологии и сравнить полученные с ее помощью результаты с хорошо изученным методом сейсмической эмиссионной томографии. Классическое определение коэффициента подобия (сембланса) может быть записано как [3]:

$$S(\rho) = \frac{\sum_{j=1}^T \left( \sum_{i=1}^K x_i(t_j - \tau_i(\rho)) \right)^2}{\sum_{j=1}^T \sum_{i=1}^K x_i^2(t_j - \tau_i(\rho))}, \quad (1)$$

где  $x_i(t_j)$  – значение принимаемого сигнала на  $i$ -ой станции сейсмической антенны в момент времени  $t_j$ ,  $\tau_i(\rho)$  – временная задержка, соответствующая времени прохода сигнала от модельной точки с координатами  $\rho$  до  $i$ -ой станции сейсмической антенны,  $K$  – число приемных каналов,  $T$  – число независимых временных отсчетов.

Существенной особенностью данного представления является то, что для так называемого "белого шума", порождаемого средой, математическое ожидание уравнения (1) равняется единице. Это позволяет оценивать отсутствие сигнала в точке независимо от количества приемных каналов.

Идеология второго подхода – метода амплитудных спектров (МАС) – аналогична подходу сейсмоэмиссионной томографии (СЭТ), однако наличие сигнала в рассматриваемой модельной точке оценивается по изменению амплитуды просуммированных записей станций сейсмической антенны на фиксированной частоте (характерной частоте источника):

$$A(\omega, \rho) = \frac{1}{T} \left| \sum_{j=1}^T \left( \sum_{i=1}^K x_i(t_j - \tau_i(\rho)) \right) e^{-i\omega t_j} \right|, \quad (2)$$

где верны все обозначения для уравнения (1),  $\omega$  – исследуемая частота спектра.

Ограничивая набор исследуемых частот из соображений физических свойств среды и принимая во внимание, что  $T$ , как правило, существенно меньше (в сотни раз) общей длины зарегистрированных станциями данных, мы приходим к выводу (проверенному на практике), что вычислительное время, необходимое для расчетов по формуле (2), будет в разы отличаться от требуемого для расчетов по (1) в выгодную сторону. Это объясняется возможностью линейного (матричного) представления всего набора данных, передаваемых в процедуру счета по формуле (2), что позволяет использовать параллельные вычисления.

Интересная особенность метода амплитудных спектров состоит и в том, что, учитывая однообразие подготовки данных (для него и метода сейсмической томографии), он позволяет рассчитывать значение семблansa (1) и амплитуд (2) в едином, обобщенном пакете программных средств, имея возможность сравнивать получаемые результаты.

Специалисты ГС СО РАН в апреле 2014 г. выполняли исследования по регистрации и анализу микросейсмических колебаний в районе устья скважины №378 Уренгойского нефтегазового месторождения. Была установлена временная сеть из 36-ти трехкомпонентных станций, равномерно распределенных по площади 2x2 км вокруг скважины (сейсмическая антенна), и проведена регистрация в течение 2,5 недель, с частотой дискретизации 500 Гц. В этот период на скважине производились работы по гидравлическому разрыву пласта (ГРП). Задачи исследования заключались как в локализации места разрыва пласта, так и выполнении оценки применимости методов сейсмического мониторинга для контроля над производственными процессами на месторождении.

Для получения 3D-модели происходящих сразу после основного ГРП событий была рассмотрена трехмерная сетка модельных точек, с шагом в 100 м по всем направлениям (границы в плоскости север-восток определялись областью сейсмической антенны, исследовалась глубина от 2 до 4 км от уровня дневной поверхности). Характерной частотой была принята частота в 13 Гц,

поскольку изучение записей станций показало наличие осцилляций на этой частоте. Интервал времени расчета моделей – половина часа, следующая за гидроразрывом пласта. По полученному кубу данных были построены поверхности равных значений, которые аппроксимировались эллипсоидами. По ним, в свою очередь, удалось установить основные параметры эллипсоида: азимут, зенитный угол главной оси и, как следствие, направление второй и малой осей.

Полученные результаты приведены на рис. 1. Темной линией обозначен ход ствола скважины № 378, построенный по данным, предоставленным специалистами Уренгойской газовой компании.

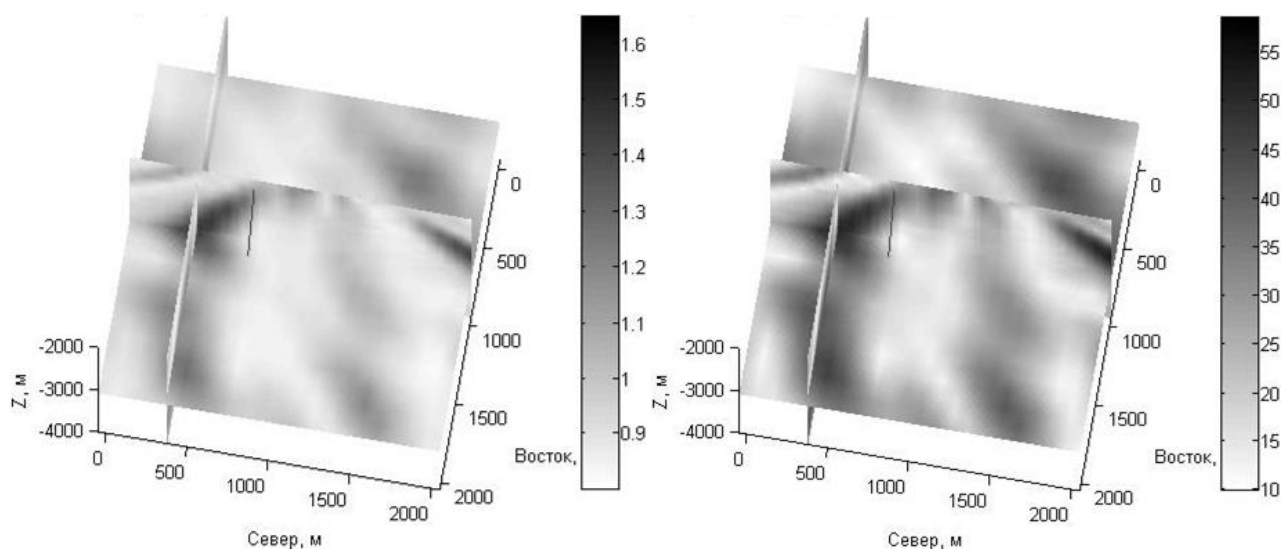


Рис. 1. Локализация эллипсоида результата ГРП относительно расположения ствола скважины № 378. Слева метод сейсмической эмиссионной томографии; справа метод амплитудных спектров, частота 13 Гц. Плоскости сечений проходят через максимумы соответствующих рассчитанных значений

На рис. 2 представлены томографические изображения на глубине 3100 м. Звездой обозначено устье скважины, пунктиром – проекция ствола скважины на дневную поверхность. Белые окружности соответствуют позициям сейсмических станций, чьи данные принимали участие в расчете.

Сопоставление параметров эллипсоидов, полученных двумя методами – МАС и СЭТ, показало, что различия в углах осей эллипсоида не превышало 3-х градусов, а в значении глубины – 50 м (при абсолютной глубине 3100 м). Таким образом, метод амплитудных спектров очень хорошо повторяет результаты проверенного классического метода сейсмической эмиссионной томографии, являясь при этом существенно производительнее с точки зрения вычислений.

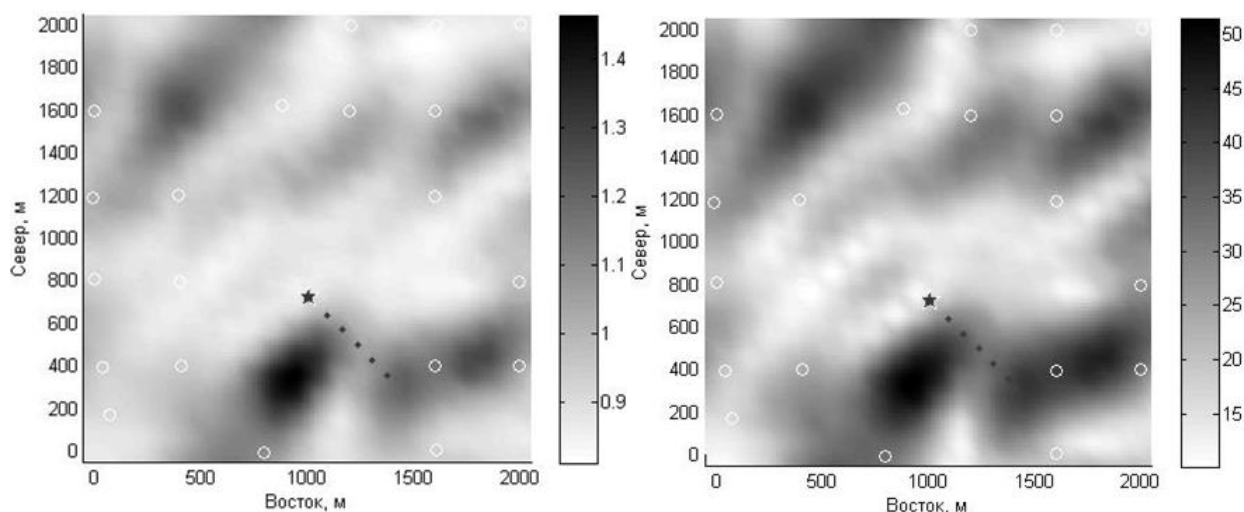


Рис. 2. Сечение вычисленного куба данных на глубине 3100 м.  
Слева метод сейсмической эмиссионной томографии;  
справа метод амплитудных спектров, частота 13 Гц

С точки зрения методологии это, безусловно, положительный результат, однако следует обсудить, почему же в результате обработки были получены данные, указывающие на место разрыва пласта, отстоящее от ствола скважины примерно на 250 м в плоскости и около 200 м по высоте (соответствует наиболее темному пятну в форме эллипса, одна из осей которого перпендикулярна проекции ствола скважины на рис. 2). На наш взгляд, основной причиной таких результатов является крайне неточная скоростная модель, используемая в расчетах: вряд ли геологические структуры вокруг промысловой скважины соответствуют предположению о горизонтально-слоистой среде. Таким образом, несмотря на присутствие сомнений в верности локализации трещины ГРП, можно утверждать, что результаты применения альтернативного классическому методу МАС показывают наличие выделяемой аномалии не хуже метода сейсмической эмиссионной томографии.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Брыксин А.А., Селезнев В.С. Влияние техногенных факторов на сейсмичность районов Кузбасса и озера Байкал // Геология и геофизика. - 2012. - Т. 53. - С. 399–405.
2. Seleznev V.S., Liseikin A.V., Bryksin A.A., Gromyko P.V. What caused the accident at the Sayano-Shushenskaya Hydroelectric Power Plant (SSHPP): a seismologists point of view // Seismological Research Letters. - 2014. - V. 85, №4. P. 817–824.
3. Николаев А.В., Троицкий П.А, Чеботарева И.Я. Изучение литосферы сейсмическими шумами // ДАН СССР. - 1986. - Т. 286, № 3. - С. 586–591.

© А. А. Брыксин, В. С. Селезнев, А. В. Лисейкин,  
Ю. И. Колесников, Е. А. Хогоев, 2015