

В. В. Крупицкий, Е. С. Сокол, С. Г. Пятков, А. Л. Царегородцев

**ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ЛОКАЦИИ МИКРОСЕЙСМИЧЕСКИХ СОБЫТИЙ,  
ПРИУРОЧЕННЫХ К ГЛУБИННОЙ ТЕКТОНИЧЕСКОЙ АКТИВНОСТИ  
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТИ И ГАЗА**

*В статье изложены результаты работ по оценке возможности локации микросейсмических событий, приуроченных глубинным тектоническим процессам.*

*Построены и численно реализованы два алгоритма определения источников микросейсмических событий, основанные на построении функций взаимной корреляции и когерентности сигналов. Реализованные алгоритмы опробованы на синтетических данных.*

*Ключевые слова: микросейсмическое событие, корреляция, локация источника, численный алгоритм.*

V. V. Krupitskiy, E. S. Sokol, S. G. Pyatkov, A. L. Tsaregorodtsev

**ESTIMATION OF THE POSSIBILITY LOCATION OF MICROSEISMIC EVENTS  
ATTACHED TO DEEP TECTONIC ACTIVITY AT OIL AND GAS FIELDS**

*The article presents the results of work on assessing the possibility of locating microseismic events associated with deep tectonic processes.*

*Two algorithms for determining the sources of microseismic events have been constructed and numerically implemented, based on the construction of the functions of cross-correlation and signal coherence. The implemented algorithms have been tested on synthetic data.*

*Key words: micriseismic event, correlation, location of a source, numerical algorithm.*

---

**Введение**

В связи с ухудшением ресурсной базы по причинам выработки запасов на стандартных объектах нефтедобычи все большее внимание уделяется трудноизвлекаемым запасам. Их основным источником в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре (далее – ХМАО-Югре) являются отложения баженовско-абалакского комплекса, характеризующиеся низкой и ультранизкой проницаемостью нефтенасыщенных пород. Гигантские извлекаемые запасы комплекса, по разным оценкам содержащие от 10 до 20 млрд тонн нефти, являются весьма привлекательными с учетом имеющейся поверхностной инфраструктуры на уже эксплуатирующихся месторождениях в выше и ниже залегающих нефтегазоносных комплексах. Проблемой рентабельного вовлечения в разработку комплекса и пород баженовской свиты в разное время занимались все российские нефтяные компании. Основной вывод, который был сделан по результатам усилий, заключается в том, что разработка баженовской свиты и комплекса в целом невозможна без применения многостадийного гидравлического разрыва пласта (далее – МГРП) в горизонтальных скважинах. Вместе с тем в истории разработки месторождений еще с советского времени существуют десятки вертикальных и наклонно направленных скважин успешно эксплуатировавшие баженовско-абалакский комплекс с аномально высокими стартовыми дебитами до 1000 м<sup>3</sup>/сут без проведения в них процедуры ГРП. В результате анализа керна, который был (часто интервалы отбора в этих скважинах характеризуются низким процентом выноса керна) поднят из этих скважин, часто присутствует разветвленная сеть как «открытой», так и «залеченной» трещиноватости. «Залеченная» трещино-

ватость в подавляющем большинстве образцов заполнена кальцитом в результате гидротермальной проработки. Аномально высокие дебиты и накопленные отборы скважинами из пород баженовско-абалакского комплекса в связи с низкой и ультранизкой проницаемостью матрицы не могут быть объяснены ничем, кроме как высокой проницаемостью зон трещиноватости развитых по тектоническим разломам.

По результатам ранее проведенных работ по картированию зон трещиноватости на основе специализированной обработки и интерпретации данных 3D сейсморазведки на Пальяновской площади были закартированы трещинные системы на уровне отражающего горизонта «Б» стратиграфически приуроченного к кровле баженовской свиты (Рис. 1).

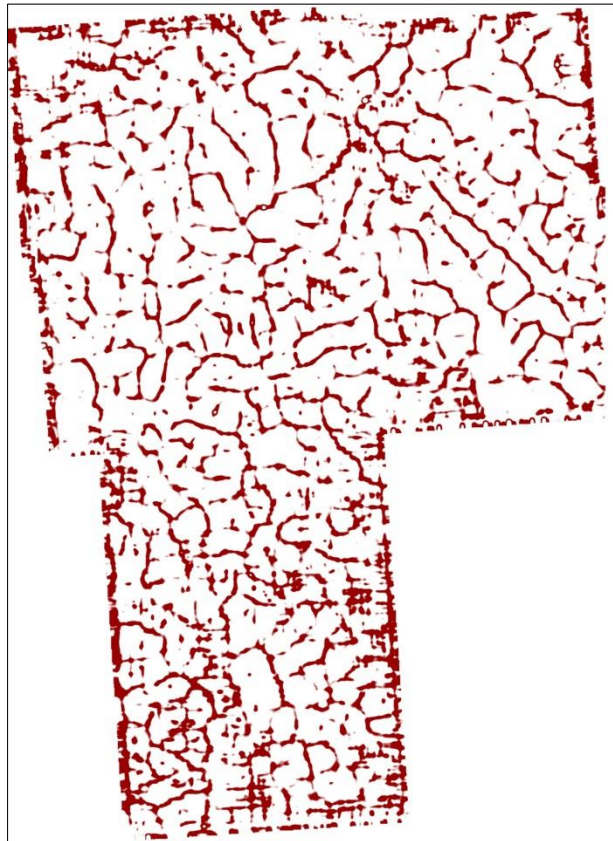


Рисунок 1 – Карта расчетного параметра – структура неоднородности волнового поля, отражающая наличие неоднородностей, приуроченных к зонам трещиноватости в целевом интервале разреза

Выведенные из бездействия и пробуренные скважины подтвердили наличие зон трещиноватости. Однако технология картирования трещинных систем по данным сейсморазведки не способна однозначно классифицировать закартированные зоны трещиноватости на «открытые» и «залеченные».

Единственным на данный момент известным авторам статьи методом выявления природных каналов фильтрации – тектонически активных зон трещиноватости, является пассивный микросейсмический мониторинг. В связи со всем вышеизложенным, целью данной работы является оценка возможности локации микросейсмических событий, приуроченных к глубинной тектонической активности, как фактора развития «открытой» трещиноватости при вскрытии скважинами характеризующейся аномально высокими дебитами.

### **Методические вопросы**

На данный момент различают два принципа наблюдений за микросейсмическими событиями [1] скважинный и поверхностный. Оба принципа описаны в патенте Bailey 1973 [2] для применения в мониторинге гидравлического разрыва пласта. Методически микросей-

смический мониторинг получил свое развитие с применением сейсмической эмиссионной томографии [3], так как до этого использовался метод сейсмической миграции как способ перехода от времени прихода волны к глубинам.

Суть метода сейсмической эмиссионной томографии заключается в измерении разности времени прихода продольной ( $v_p$ ) и поперечной ( $v_s$ ) волн от источника событий, поэтому имея минимум три станции приемника можно достаточно точно определить источник события, например землетрясение. Одним из первых применений метода сейсмической эмиссионной томографии было исследование гидротермальных процессов в Исландии, где на 24 канальной антенне размерами 1000х600 метров на частотах от 10–50 Hz фиксировались микросейсмические события, связанные с гидротермальными процессами [4]. Первые результаты применения эмиссионной томографии для мониторинга гидравлического разрыва пласта были получены по результатам стимуляции скважины в 2004 году в США [6, 7]. Поверхностная антенна, представляющая из себя регулярный грид, имела 97 3-хкомпонентных датчика с площадью расстановки 1800х2500 м. Задача определения источников событий в ходе проведения ГРП существенно облегчается тем, что известно время начала воздействия и пространственные координаты места интенсификации (портала ГРП). В то же время измерения при ГРП осложнены поверхностными технологическими шумами [8].

Отдельным направлением исследований, с точки зрения проведения полевых работ (в разы большая продолжительность наблюдений) и постановки задачи, – являются локации микросейсмических событий, когда с одной стороны неизвестно положение источника, а также само событие имеет сравнимую энергетику с шумом. Подтверждение наличия природных шумов, связанных с неотектонической активностью, приведено в работах ряда авторов [9–11], а также выявлено подключение посредством ГРП к зонам природной трещиноватости (разломам) при проведении интенсификации на сланцевой формации Дюверней, Альберта Канада [12].

Наиболее развернуто и полно возможность решения задачи локации микросейсмических событий при проведении ГРП и в ходе наблюдения естественных процессов описана в работах А. Ф. Кушнир и А. В. Варыпаев, где произведено сравнение различных методов? в том числе и разработанных в ЮНИИИТ [13, 14] на приближенной к натурной модели [15].

Ранее проводившиеся в Югорском НИИ информационных технологий работы по комплексированию технологии картированию трещинных систем и пассивного микросейсмического мониторинга дали успешный результат [17]. На Ханты-Мансийском месторождении над одним из закартированных пересечений зон трещиноватости была расставлена регистрирующая антенна, которая позволила выявить участи тектонической активности на глубине более 2,5 км. В рассчитанный канал фильтрации по результатам работ была заложена эксплуатационная скважина, давшая на старте фонтанирующий приток объемом 98 тонн/сут. из пород фундамента.

Учитывая положительный опыт выше описанных работ, с поддержки ПАО «Газпром-нефть» было принято решение о проведении полевых работ по пассивному микросейсмическому мониторингу на Пальяновской площади. По результатам предварительных работ по комплексированию положения ранее закартированных трещинных систем, ландшафтных обстановок и техногенной нагрузки был выбран район проведения работ в юго-западной части Пальяновского ЛУ – точка 4 (Рис. 2).



Рисунок 2 – Космический снимок территории Пальяновской площади с положением потенциально перспективных точек для проведения полевых работ по пассивному микросейсмическому мониторингу

В качестве измерительной аппаратуры был выбран отечественный комплекс SCOUT? представляющий из себя 3-хканальные станции регистраторы и датчики GS-1, соединенные между собой соединительными кабелями – косами.

Регистрирующая антенна представляет собой 4 линии по 4–5 станций в каждой, разнесенных на площади 400 на 500 метров (Рис. 3). Одна из станций первой линии вынесена непосредственно над гипоцентральной точкой ожидаемых событий закартированного по данным сейсморазведки.

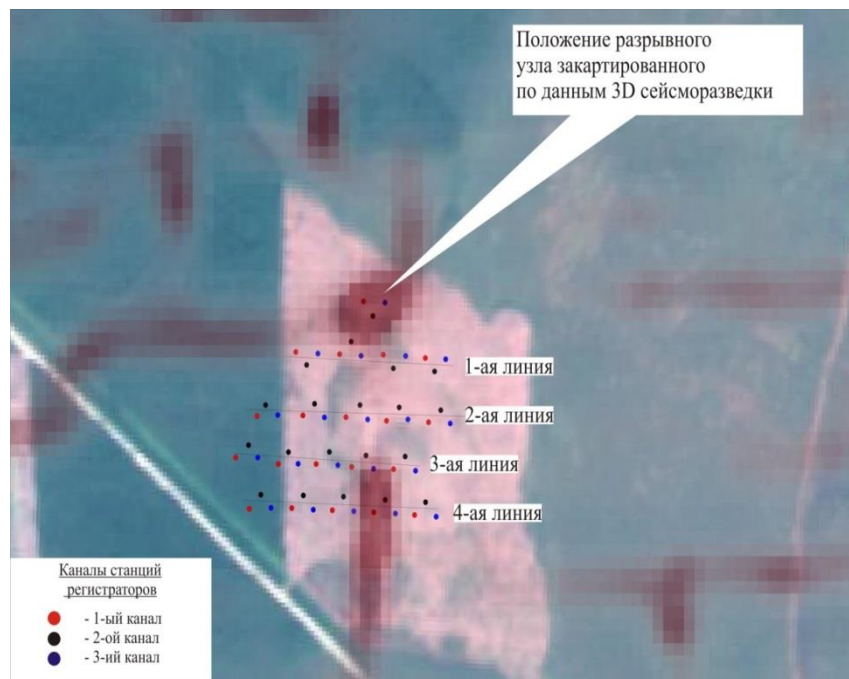


Рисунок 3 – Апертура регистрирующей антенны

Регистрация велась круглосуточно на протяжении 32 суток по всем 60 каналам регистрирующей антенны. Шаг квантования записи – 1 миллисекунда. Общий объем записи составил 430 Гбайт.

Амплитудно-частотный спектр записи характеризуется превалированием низкочастотной составляющей (Рис. 4).

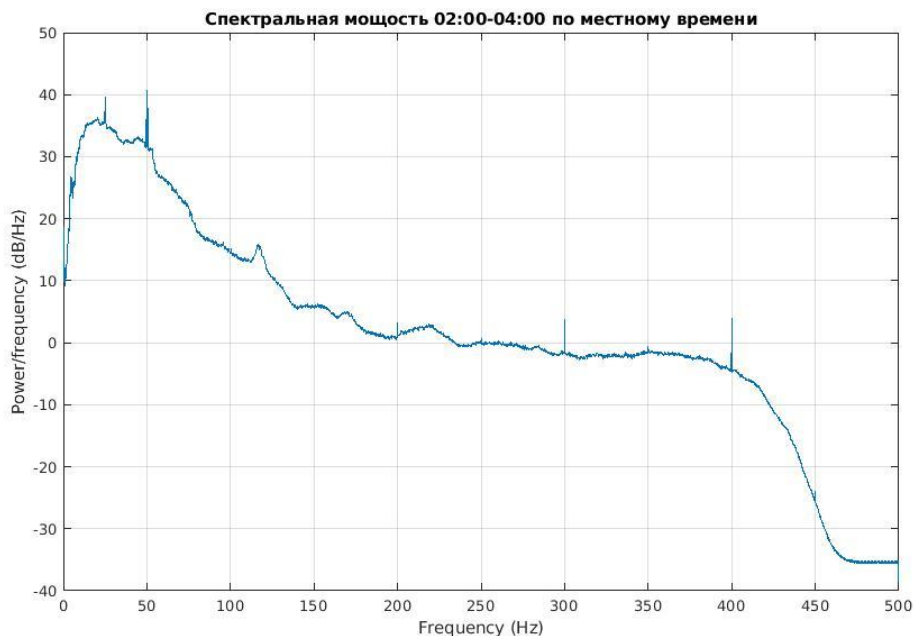


Рисунок 4. Амплитудно-частотные характеристики зарегистрированной полевой записи

Ночные и дневные интервалы записи существенно различаются интенсивностью (Рис. 5), что связано с присутствующей на месторождении техногенной нагрузкой. Учитывая это обстоятельство, особое внимание в ходе работ по обработке сигнала уделялось ночным, существенно менее зашумленным периодам записи.

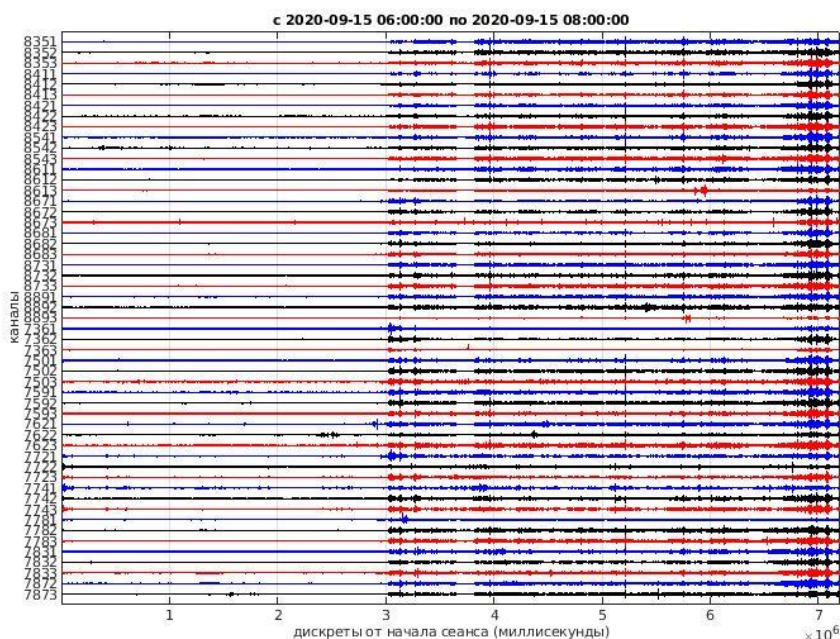


Рисунок 5 – Фрагмент исходной полевой записи ночь-день 15 сентября 2020 года по 60 каналам

В связи с существенно меньшим затуханием низких частот, по сравнению с высокими, полезная – глубинная компонента регистрируемых событий должна иметь низкочастотный характер. Таким образом, необходима очистка сейсмограмм от высокочастотной шумовой составляющей. В этих целях был применен фильтр высоких частот с полосой пропускания от 0 до 13 Hz (Рис. 6).

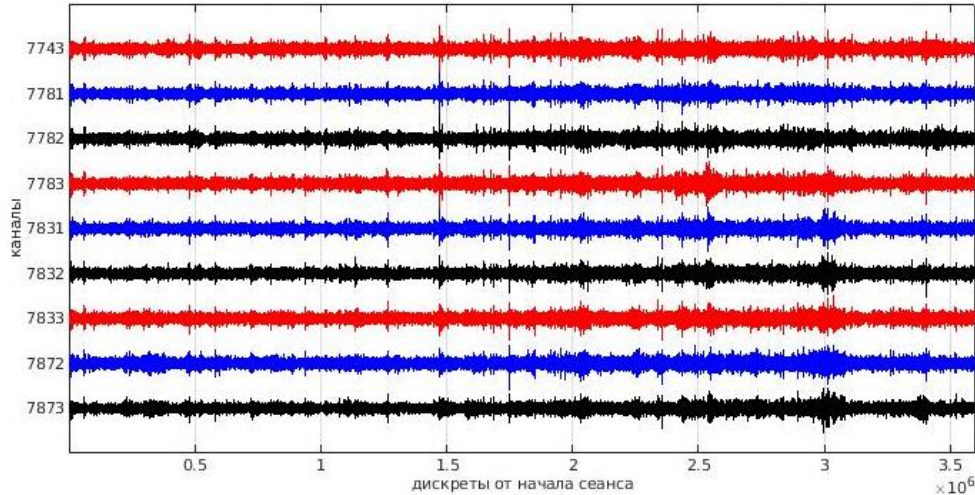


Рисунок 6 – Сейсмограмма исходной полевой записи с наложенным фильтром высоких частот с 01:00 по 02:00 (ночь) 18 октября 2020 года по 9 каналам

Для упрощения поиска в записях событий фиксирующихся на всех каналах был произведен расчет мощности суммарной амплитуды:

$$P = \sum_{i=(k-1)*w+1}^{k*w} |x_i|, \quad (1)$$

где  $x_i$  – значение сейсмограммы в  $i$ -тую дискрету времени,  $w$  – окно, для вычисления мощности. Для нашей работы мы взяли окно продолжительностью в 10 миллисекунд.

На часовых интервалах отчетливо выделяются пики мощности, в большинстве случаев приуроченные к событиям, регистрирующимся на всех каналах (Рис. 7).

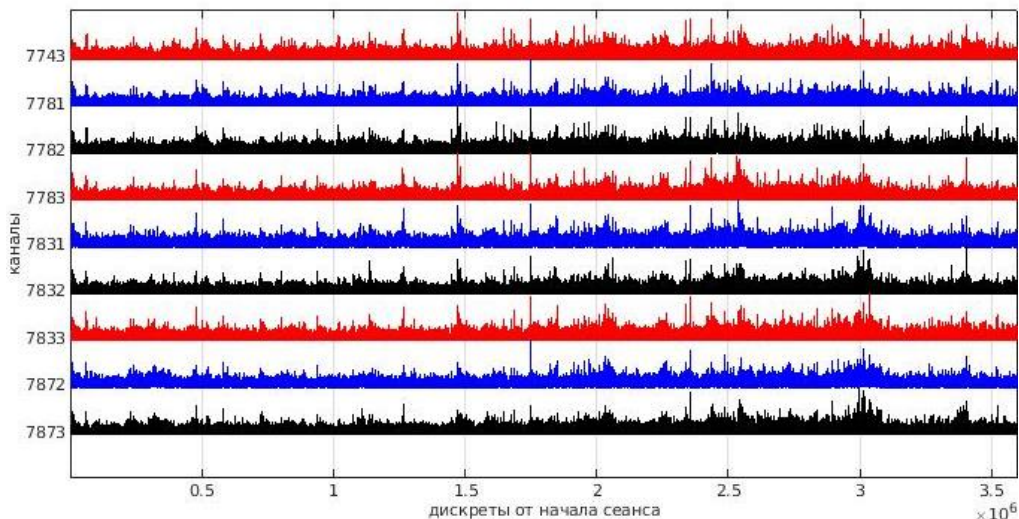


Рисунок 7 – Мощность исходной полевой записи с наложенным фильтром высоких частот с 01:00 по 02:00 (ночь) 18 октября 2020 года по 9 каналам

Для исключения случайных событий, регистрируемых на отдельных каналах, был произведен расчет суммы мощности каналов (Рис. 8). Для целей нашей работы полезными являются события, зарегистрированные всеми приемниками-датчиками.

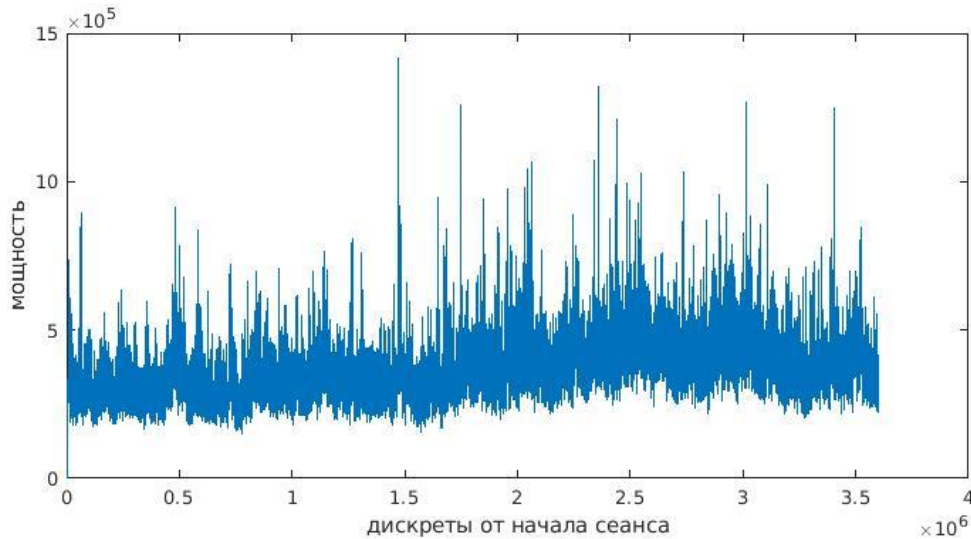


Рисунок 8 – Сумма мощности исходной полевой записи с наложенным фильтром высоких частот с 01:00 по 02:00 (ночь) 18 октября 2020 года по всем 60-десяти каналам

Предполагается, что пики суммы мощности сигнала соответствуют событию, зарегистрированному на всех каналах, так как при сумме мощности события, зарегистрированные на всех каналах, будут увеличиваться кратно количеству суммируемых каналов, в отличие от случайных событий, зарегистрированных на одном или нескольких датчиках. Для задачи выявления одного уникального события примем временное окно продолжительностью 2 секунды.

Для определения времени задержки прихода сигнала между датчиками рассматривалось два алгоритма, изложенных ниже:

1. Алгоритм, основанный на функции взаимной корреляции [18, 19].

Построим корреляционную функцию сигналов  $k$ -ого и  $j$ -ого датчиков:

$$R_{kj} = \int_{-\infty}^{+\infty} x_k(t)x_j(t - \tau) dt, \quad (2)$$

Дискретный аналог:

$$R_{kj} = \sum_{i=0}^{N-1} x_k(i)x_j(i - \tau) \quad (3)$$

Чтобы ликвидировать эффект концов, используется формула

$$R_{kj}(\tau, true) = R_{kj}(\tau) + \frac{j}{N} R_{kj}(0), \quad (4)$$

где величина  $R_{kj}(\tau)$  вычисляется для величин  $x_k(i)$  равных 0 при  $j \notin [0, N - 1]$ .

Поскольку процесс предполагается ограниченным во времени, интеграл сходится. Значение  $\tau$ , при котором функция взаимной корреляции достигает максимума, и является временем задержки полезного сигнала  $\tau_{kj}$ .

2. Алгоритм, основанный на функции когерентности сигналов (см. [20]).

Для выделения квазимонохроматических частот по регистрационным записям обработанной полевой записи сейсмических сигналов вычисляется функция когерентности по следующей формуле:

$$\gamma_{kj} = \frac{|G_{kj}|^2}{G_{kk}G_{jj}}, \quad (5)$$

где  $G_{kj}$ ,  $G_{kk}$ ,  $G_{jj}$  – взаимные спектральные плотности каналов. Приближение функции когерентности к 1 означает высокую зависимость. Выбирается пороговая величина функции когерентности, которая характеризует представительность полученных спектров сигналов (например, не менее  $\gamma_{kj} = 0,7$ ). В спектрах выделяются квазимонохроматические частоты  $f_{kj}$  с учетом заданного порогового значения функции когерентности  $\gamma_{kj}$ .

На выделенных частотах по полученным спектрам функции когерентности для всех пар точек наблюдения определяется разность фаз монохроматической волны. Разность фаз вычисляется в виде фазы взаимного спектра мощности на выделенных монохроматических частотах:

$$\theta_{kj}(\omega) = \arctg \left( \frac{\text{Im } G_{kj}(\omega)}{\text{Re } G_{kj}(\omega)} \right), \quad (6)$$

Оценка времени задержки сигнала  $\tau_{kj}$  связана с разностью фаз на частотах квазимонохроматического сигнала соотношением [20]:

$$\tau_{kj} = \frac{\theta_{kj}}{2\pi f_{kj}}. \quad (7)$$

Далее на основе значений  $\tau_{kj}$  необходимо вычислить координаты источника события. Для этого предлагается использовать минимизацию невязок:

$$F(x_s, y_s, z_s) = \sum_{i,k} (T_j(x_s, y_s, z_s) - \tau_{kj})^2 \xrightarrow{x,y,z} \min, \quad (8)$$

Для минимизации функционала  $F(x_s, y_s, z_s)$  можно использовать различные итерационные методы, например, метод наименьших квадратов (МНК).

В целях верификации точности работы алгоритма локации источника событий был сгенерирован зашумленный интервал записи, на который было наложено событие, с предварительно вычисленными задержками от выбранного источника, одинаково присутствующее на всех каналах энергетически схожее с шумом. Расстояние синтетического события для ближайшего датчика регистрирующей антенны выбиралось случайно в радиусе 3 000 метров от центра расположения. Глубина события – от 0 до 2500 метров, скорость распространения волны выбирается в зависимости от глубины источника сигнала, по результатам вертикального сейсмического профилирования (ВСП), ранее проведенного в этом районе.

### Результаты работы

По результатам моделирования выяснилось, что более точно определяется задержка между первыми вхождениями полезного сигнала на датчики при помощи метода, основанного на взаимной корреляции, поэтому остановились на нем, для применения нахождения источника сигнала на исходной полевой записи.

По результатам моделирования выяснено, при соотношении сигнал/шум больше либо равно 1,5 с учетом шага дискретизации записи в 0,001 сек и точности картирования зон трещиноватости 25 метров является удовлетворительным поставленной задачи исследования результатом. Для каждого уровня зашумленности было проведено по 100 экспериментов, результаты которых изложены в Таблице 1.

Таблица 1

| Метод                  | Соотношение сигнал/шум | Погрешность в вычислении задержки | Латеральная погрешность локации источника | Вертикальная погрешность локации источника |
|------------------------|------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------------|--------------------------------------------|
| 1. Взаимной корреляции | 1                      | 786,72                            | 538,24                                    | 362,68                                     |
|                        | 1,5                    | 247,04                            | 189,66                                    | 148,85                                     |
|                        | 2                      | 58,74                             | 149,65                                    | 101,53                                     |
|                        | 2,5                    | 0,3                               | 142,98                                    | 102,2                                      |
|                        | 3                      | 0,08                              | 147,37                                    | 105,42                                     |
| 2. Когерентности       | 1                      | 1632,85                           | 1056,92                                   | 916,17                                     |
|                        | 1,5                    | 796,4                             | 709,8                                     | 512,39                                     |
|                        | 2                      | 525,35                            | 515,82                                    | 380,21                                     |
|                        | 2,5                    | 227,6                             | 297,28                                    | 213,08                                     |
|                        | 3                      | 158,21                            | 195,88                                    | 139,95                                     |

После повторения вычислений на данных, полученных в результате полевых работ, было выяснено, что все сигналы за исключением одного, зарегистрированные на датчиках, были поверхностными (Рис. 9). Звёздочками на рисунке обозначены вычисленные локации источников, а цифры рядом с ними – вычисленная глубина расположения источника, голубыми точками обозначены датчики регистрирующей антенны.

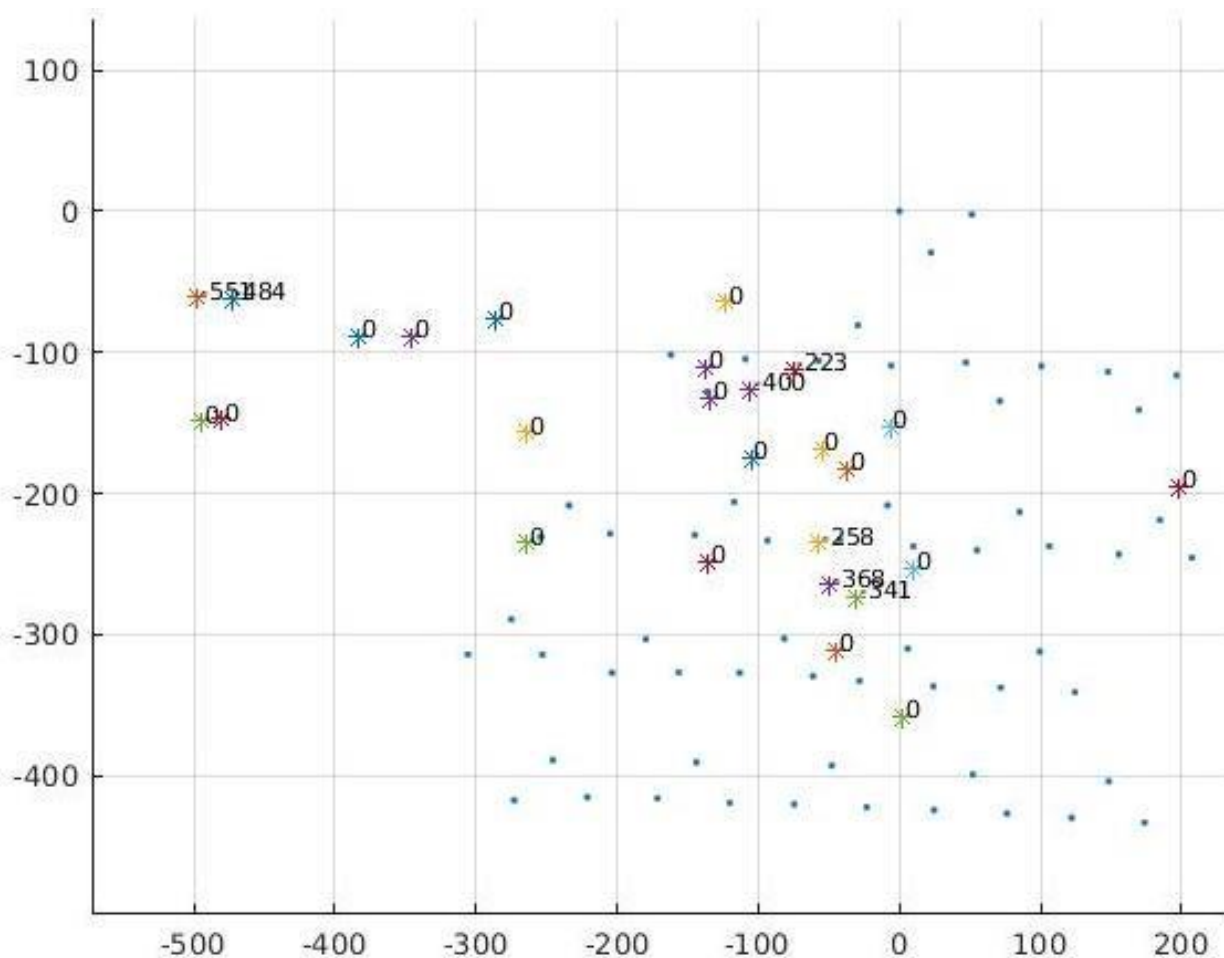


Рисунок 9 – Пример локации микросейсмических событий методом взаимных корреляций, зафиксированных во временном интервале 21:00–22:00 (по Гринвичу) 19 сентября 2020 г.

### Заключение

В работе построены и численно реализованы два алгоритма определения источников микросейсмических событий, основанные на построении функций взаимной корреляции и когерентности сигналов. Алгоритмы опробованы на синтетических данных. В целях локации источника событий был сгенерирован зашумленный интервал записи, на который было наложено событие с предварительно вычисленными задержками от выбранного источника, одинаково присутствующее на всех каналах энергетически схожее с шумом. Точность полученных результатов является удовлетворительной для задачи комплексирования данных пассивного микросейсмического мониторинга с картированием трещинных систем.

### Литература

1. Petroleum reservoir characterization using downhole microseismic monitoring / S. C. Maxwell, J. Rutledge, R. Jones, M. Fehler // Geophysics. – 2010. – Vol. 75, № 5. – P. 129–137.
2. U. S. Patent 3 739 871. Mapping of earth fractures induced by hydrofracturing : 1973 / Bailey J. R. – 5 p.

3. Emission tomography: Main ideas, results, and prospects / V. L. Kiselevitch, A. V. Nikolaev, P. A. Troitskiy, B. M. Shubik, // SEG Technical Program Expanded Abstracts 1991 : Proceedings of the 61st Annual International Meeting. – 1991: 61st Annual International Meeting. – 1991. – P. 1602.
4. McMechan, G. A. Determination of source parameters by wavefield extrapolation / G. A. McMechan // Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society. – 1982. – Vol. 71. – P. 613–628.
5. Duncan, P. M. Is there a future for passive seismic? / P. M. Duncan // First Break. – 2005. – Vol. 23. – P. 111–115.
6. Surface based microseismic monitoring of a hydraulic fracture well stimulation in the Barnett Shale / J. D. Lakings, P. M. Duncan, C. Neale, T. Theiner // SEG 76th Annual International Meeting : Expanded Abstracts. – 2006. – P. 605–608.
7. Jeremic, A. Ambient Passive Seismic Imaging with Noise Analysis / A. Jeremic, M. Thornton, P. Duncan // MicroSeismic. – URL: [http://www.microseismic.com/wp-content/uploads/2012/09/images\\_SEG\\_2016\\_APSI\\_Jeremic.pdf](http://www.microseismic.com/wp-content/uploads/2012/09/images_SEG_2016_APSI_Jeremic.pdf) (date of request: 10.14.2020).
8. Чеботарева, И. Я. Эмиссионная сейсмическая томография – инструмент для изучения трещиноватости и флюидодинамики земной коры / И. Я. Чеботарева. – DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.238-245>. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2018. – № 20 (3), Ч. 2. – С. 238–245.
9. Выделение периодичностей низкочастотных деформационных процессов в вариациях электромагнитного излучения в Уральской сверхглубокой скважине / Б. П. Дьяконов, П. С. Мартышко, А. К. Троянов [и др.]. – Текст : непосредственный // Доклады РАН. – 2010. – № 430 (1). – С. 105–107.
10. Геоакустические шумы в Кольской сверхглубокой скважине / Ю. Г. Астраханцев, Д. М. Губериан, В. П. Дьяконов [и др.]. – Текст : непосредственный // Вестник МГТУ. – 2007. – № 10 (2). – С. 231–235.
11. The importance of pre-existing fracture networks for fault reactivation during hydraulic fracturing / N. Igonin, J. P. Verdon, J-M. Kendal, D. W. Eaton. – DOI: 10.1002/essoar.10500976.1 // ResearchGate. – 2019. – URL: [https://www.researchgate.net/publication/333294007\\_The\\_importance\\_of\\_pre-existing\\_fracture\\_networks\\_for\\_fault\\_reactivation\\_during\\_hydraulic\\_fracturing](https://www.researchgate.net/publication/333294007_The_importance_of_pre-existing_fracture_networks_for_fault_reactivation_during_hydraulic_fracturing) (date of request: 10.14.2020).
12. Патент № RU 2319177 C1 Российская Федерация, МПК G01V 1/00 (2006.01). Способ контроля гидроразрыва пласта залежи углеводородов : № 2006121874/28 : заявл. 19.06.2006 : опубл. 10.03.2008 / Г. Н. Ерохин, С. М. Майнгашев, П. Б. Бортников [и др.]. – 8 с. – Текст : непосредственный.
13. Шмаков, Ф. Д. Решение обратной кинематической задачи локации источников сейсмического излучения для горизонтально-слоистой среды / Ф. Д. Шмаков, П. Б. Бортников. – Текст : непосредственный // Вестник ЮГУ. – 2011. – № 3. – С. 107–111.
14. Passive surface micro seismic monitoring as a statistical problem: location of weak micro seismic signals in the presence of strongly correlated noise / A. Kushnir, A. Varypaev, I. Dricker [et al.]. – DOI: 10.1111/1365-2478.12124 // Geophysical Prospecting. – 2014. – Vol. 62 (4). – P. 819–833.
15. Varypaev, A. Algorithm of micro-seismic source localization based on asymptotic probability distribution of phase difference between two random stationary Gaussian processes. A. Varypaev, A. Kushnir. – DOI: 10.1007/s13137-018-0108-0 // GEM – International Journal on Geomathematics. – 2018. – № 2. – P. 335–358.
16. Результаты комплексирования структурно-деформационного анализа и микросейсмического мониторинга в решении задачи картирования каналов фильтрации углеводородов / Е. Д. Глухманчук, П. Б. Бортников, С. М. Майнагашев, Ф. Д. Шмаков. – Текст : непо-

средственный // Материалы конференции «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ханты-мансийского автономного округа-Югры». – Ханты-Мансийск, 2005. – С. 83–93.

17. Maximum Likelihood Sound Source Localization and Beamforming for Directional Microphone Arrays in Distributed Meetings / C. Zhang, D. Florencio, D. E. Ba, Z. Zhang // IEEE Transactions on multimedia. – 2008. – Vol. 10, № 3. – P. 538–548.

18. Astapov, S. Optimized Acoustic Localization with SRP-PHAT for Monitoring in Distributed Sensor Networks. International / S. Astapov, J. S. Preden, J. Berdnikova // Journal of Electronics and Telecommunications. – 2013. – Vol. 59 (4). – P. 383–390.